



Universidad
Carlos III de Madrid
www.uc3m.es

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTADO DEL ARTE DE LA FASE DE EXPLOTACIÓN DE PARQUES EÓLICOS MARINOS

Autor: Sergio Cortegana Santos

Titulación: Grado en Tecnologías Industriales

Tutor: José Luis Rodríguez Amenedo

Fecha: 24/09/2014

RESUMEN

En el presente trabajo de fin de grado se estudiará el estado del arte de la fase de explotación de parques eólicos marinos.

En el capítulo 1, se hace una breve introducción, en la que se expone la actual situación energética y la relevancia que adquieren los parques eólicos marinos y, en concreto, la fase de explotación de estas instalaciones.

En los capítulos 2 y 3, se exponen las características más importantes de la energía eólica, tanto terrestre como marina, junto con las ventajas e inconvenientes que ambas tecnologías presentan. Además, se lleva a cabo un análisis en profundidad de la situación actual de ambas tecnologías en el Mundo, en la Unión Europea y en España.

En el capítulo 4, se muestran los diferentes componentes que forman parte de un parque eólico marino típico. Se enumeran cada uno de los componentes y subcomponentes, y se explica cuáles son las funciones y las características de cada uno de ellos.

En el capítulo 5, se exponen cuáles son las fases habituales de un proyecto de energía eólica marina, y explica qué actividades hay que realizar en cada una de dichas fases.

En el capítulo 6, se caracteriza la fase de explotación de un parque eólico marino: se definen los conceptos generales, se expone la lista de documentación a elaborar, y se analiza el concepto de logística de dicha fase. La sección de logística incluye temas como: sistemas o métodos de accesos, sistemas de transferencia *offshore*, bases *offshore* e instalaciones portuarias.

En el capítulo 7, se analizan las diferentes estrategias de mantenimiento que se utilizan en la actualidad en los parques eólicos marinos. Además, se explica las alternativas que existen a la hora de elegir la estrategia logística.

En el capítulo 8, se trata el aspecto económico de un proyecto de energía eólica marina: se hace un desglose de los costes que tienen lugar en la fase de explotación, y se analiza el coste de producción de la energía eólica teniendo en cuenta todos los aspectos del proyecto.

En el capítulo 9, se expone la conclusión a la que se llega después de analizar el actual estado del arte de la fase de explotación de los parques eólicos marinos.

Todo el documento se acompaña de imágenes para ayudar a visualizar todos los conceptos que se exponen en el mismo.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	7
2. ENERGÍA EÓLICA EN TIERRA	9
2.1. INTRODUCCIÓN	9
2.2. CONTEXTO EÓLICO EN EL MUNDO	10
2.3. CONTEXTO EÓLICO EN LA UNIÓN EUROPA	15
2.4. CONTEXTO EÓLICO EN ESPAÑA	19
3. ENERGÍA EÓLICA MARINA	24
3.1. INTRODUCCIÓN	24
3.2. CONTEXTO EÓLICO MARINO EN EL MUNDO	26
3.3. CONTEXTO EÓLICO MARINO EN LA UNIÓN EUROPEA	28
3.3.1. Análisis de los datos del año 2013	28
3.3.2. Análisis de los datos del año 2014	32
3.4. CONTEXTO EÓLICO MARINO EN ESPAÑA	33
4. PRINCIPALES COMPONENTES DE UN PARQUE EÓLICO MARINO	37
4.1. AEROGENERADOR MARINO	38
4.1.1. Principales fabricantes y tendencias	39
4.1.2. Componentes	40
4.1.2.1. Góndola	41
4.1.2.2. Rotor	47
4.1.2.3. Torre	48
4.1.2.4. Estructuras de soporte	49
4.1.2.4.1. Diseños fijos para aguas poco profundas	50
4.1.2.4.2. Diseños fijos para aguas de profundidad intermedia	54
4.1.2.4.3. Diseños flotantes para aguas de grandes profundidades	60
4.1.2.4.4. Estado actual de las estructuras de soporte	64
4.2. <i>BALANCE OF PLANT (BOP)</i>	65

4.2.1.	Cables	65
4.2.1.1.	Cables <i>array</i>	65
4.2.1.2.	Cables de exportación	66
4.2.2.	Torre meteorológica.....	66
4.2.3.	Subestación marina	67
4.2.3.1.	Sistema eléctrico	70
4.2.3.2.	Instalaciones.....	71
4.2.3.3.	Estructura	71
4.2.4.	Subestación en tierra	71
5.	FASES DE UN PROYECTO EÓLICO MARINO.....	72
5.1.	PROMOCIÓN	72
5.2.	CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN MARCHA.....	72
5.3.	EXPLOTACIÓN.....	72
5.4.	DESMANTELAMIENTO Y RECICLADO.....	72
6.	FASE DE EXPLOTACIÓN	73
6.1.	OPERACIÓN	73
6.2.	MANTENIMIENTO	73
6.2.1.	Mantenimiento preventivo	75
6.2.1.1.	Mantenimiento sistemático	75
6.2.1.2.	Mantenimiento basado en la condición.....	76
6.2.1.3.	Diferencia entre sistemático y basado en la condición.....	76
6.2.2.	Mantenimiento correctivo	76
6.3.	GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO	77
6.4.	DOCUMENTACIÓN A ELABORAR EN LA FASE DE EXPLOTACIÓN.....	78
6.4.1.	Documentos de la fase preparatoria.....	80
6.4.2.	Documentos de la fase operativa.....	86
6.4.3.	Gestión documental	90
6.5.	LOGÍSTICA.....	91
6.5.1.	Sistemas o métodos de accesos	92
6.5.1.1.	Acceso por mar para actividades de mantenimiento menores	93
6.5.1.1.1.	CTVs tipo Monocasco (<i>monohull</i>)	93

6.5.1.1.2.	CTVs tipo Catamarán	96
6.5.1.1.3.	CTVs tipo <i>Swath (Small Waterplane Area Twin Hull)</i>	98
6.5.1.1.4.	Comparación entre CTVs	102
6.5.1.2.	Acceso por mar para actividades de mantenimiento pesado.....	103
6.5.1.2.1.	Embarcaciones de tipo <i>Jack-up</i>	105
6.5.1.2.2.	Embarcaciones estabilizadas por piernas (<i>Leg-stabilised</i>)	107
6.5.1.2.3.	Embarcaciones para elevaciones pesadas (<i>Heavy lift</i>).....	107
6.5.1.3.	Acceso aéreo	107
6.5.1.3.1.	Helicópteros dentro de la instalación (<i>utility helicopters</i>)	108
6.5.1.3.2.	Helicópteros para transporte desde tierra (<i>offshore transport helicopters</i>)	109
6.5.1.3.3.	Comparación entre helicópteros.....	111
6.5.2.	Sistemas de transferencia <i>offshore</i>	112
6.5.2.1.	Sistemas <i>fendering</i>	112
6.5.2.2.	Sistemas de pasarelas acopladas	114
6.5.2.2.1.	Sistema de Acceso Marino (<i>Offshore Access System, OAS</i>)	115
6.5.2.2.2.	Sistema de Transferencia Marino (<i>Offshore Transfer System, OTS</i>)	116
6.5.2.2.3.	Seabridge.....	118
6.5.2.2.4.	<i>Waterbridge</i>	118
6.5.2.3.	Transporte de personal (<i>personnel carriers</i>).....	120
6.5.2.3.1.	Sistema de transferencia de personal (<i>personnel transfer system, PTS</i>)	120
6.5.2.3.2.	Cápsulas de transferencia de personal <i>FROG</i> y <i>TORO</i>	121
6.5.2.4.	Sistemas de compensación total de movimientos.....	123
6.5.2.4.1.	Sistema <i>Ampelmann</i>	123
6.5.2.4.2.	Sistema de transferencia <i>offshore MOMAC (MOTS)</i>	125
6.5.3.	Bases <i>offshore</i>	126
6.5.3.1.	Bases <i>offshore</i> fijas.....	127
6.5.3.1.1.	Plataformas	127
6.5.3.1.2.	Embarcaciones <i>Jack-up</i>	128
6.5.3.2.	Bases <i>offshore</i> flotantes.....	129
6.5.3.2.1.	Embarcaciones nodriza (<i>Mothership</i>)	129
6.5.3.2.2.	Hoteles flotantes (<i>Floatels</i>)	130
6.5.4.	Instalaciones portuarias	133
6.5.4.1.	Puertos para las fases de construcción y desmantelamiento.....	133
6.5.4.2.	Puertos para la fase de explotación	134

7. ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO EN PARQUES EÓLICOS MARINOS	137
7.1. ESTRATEGIA DE NO MANTENIMIENTO	138
7.2. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO (<i>REACTIVE RESPONSE</i>).....	139
7.3. MANTENIMIENTO PERIÓDICO O POLÍTICA DE INTERVENCIONES PLANEADAS	139
7.4. ESTRATEGIA DE LOGÍSTICA.....	140
7.4.1. Estrategia puerto-barcos.....	141
7.4.2. Estrategia barcos-helicóptero	142
7.4.3. Estrategia con base <i>offshore</i>	142
 8. ECONOMÍA DE UN PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA MARINA	 143
8.1. DESGLOSE DE COSTES	143
8.2. COSTE DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA MARINA.....	145
8.2.1. Parámetro <i>LCOE</i> : definición, utilidad y cálculo	145
8.2.2. Valores actuales de <i>LCOE</i>	146
8.2.3. Previsiones de valores de <i>LCOE</i>	148
 9. CONCLUSIÓN	 150
 10. BIBLIOGRAFÍA.....	 151

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un componente esencial del desarrollo económico y social. En este sentido, la población mundial requiere de energía para cubrir por un lado, las necesidades básicas de alimentación e iluminación y, por otro, una demanda creciente procedente del desarrollo de las nuevas tecnologías de comunicación. Además, la energía eléctrica es el *input* fundamental en multitud de procesos productivos.

Existen diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica para cubrir la demanda, clasificadas en función del tipo de fuente de energía que emplean, entre ellas: nuclear, hidráulica, térmica, eólica y solar. A su vez, las distintas fuentes de energía que existen se suelen clasificar en renovables o no renovables. Se denomina energía renovable a aquella que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Dentro de la denominación de energías renovables se encuentran la eólica, solar, hidroeléctrica, biomasa, biocombustibles, geotérmica, mareomotriz y undimotriz.

Las diversas fuentes de generación contribuyen de distinta manera a la emisión de gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático, siendo las energías renovables las que menor impacto generan y mayor potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero tienen. Las energías marinas y, en concreto, la energía eólica marina puede contribuir de manera muy significativa a cubrir la creciente demanda de energía eléctrica con un mínimo impacto sobre el medioambiente.

Además, teniendo en cuenta la inevitable dependencia energética que experimenta la sociedad actual, y las previsiones que indican que dicha dependencia aumentará en los próximos años, es importante contar con fuentes de energía y tecnologías de generación que aseguren un suministro continuado y prolongado en el tiempo.

El incontrolable incremento de los costes de los combustibles fósiles (carbón, petróleo o gas natural), sumado al hecho de que las fuentes de energía fósiles y nucleares son finitas (según los pronósticos la gran parte de los recursos fósiles terminarán agotándose en el transcurso del siglo XXI) y probables fuentes de terribles catástrofes naturales derivadas de accidentes (central nuclear de Fukushima, Japón), ha provocado que se piense en las energías renovables como la alternativa de presente y futuro para la generación de electricidad. Se trata, por tanto, de un cambio del modelo energético actual, encaminado hacia un desarrollo socio-económico sostenible e integrador gracias al uso de fuentes renovables, que se atisba necesario y que marcará el futuro de la humanidad.

El mar es una inmensa fuente de energía limpia e inagotable que actualmente se encuentra explotada en niveles ínfimos en relación a las posibilidades que ofrece. En la actualidad, las energías renovables de origen marino y, en especial, la eólica marina han tomado un protagonismo importante y suponen una alternativa real y factible frente a la energía fósil y nuclear.

Por todo lo comentado anteriormente, la industria de las energías marinas está creciendo a un ritmo muy elevado en todo el mundo y, fundamentalmente, en Europa. La Comisión Europea en una comunicación del año 2008 sobre energía eólica marina afirmó que “la energía eólica marina puede y debe realizar una contribución significativa para cumplir los objetivos de la política energética europea con un incremento relevante: en el entorno de 30-40 veces en el año 2020 y 100 veces en 2030 en capacidad instalada comparada con la actual”.

El auge de este tipo de instalaciones repercute en todo lo relacionado a cada una de las fases de un proyecto de energía eólica marina: promoción, construcción y puesta en marcha, explotación, y desmantelamiento y reciclado.

En la fase de explotación, también llamada fase de operación y mantenimiento (O&M), se persigue el diseño de una instalación lo mas autónoma posible, debido a lo costoso y lo difícil que son la realización de actividades de mantenimiento en el medio marino. Por tanto, el objetivo es asegurar un funcionamiento seguro y económico del proyecto, y alcanzar el mejor equilibrio posible entre los costes de funcionamiento y la producción de electricidad a lo largo de toda la vida del parque, que se suele estimar entre 20 y 25 años normalmente.

La operación y mantenimiento de parques eólicos marinos es un sector que se encuentra en pleno desarrollo en la actualidad. Aún no han surgido prácticas comerciales y técnicas estandarizadas, por lo tanto la O&M de este tipo de instalaciones puede tomar diversos caminos de desarrollo en un futuro a corto plazo. Hay que tener en cuenta que, a diferencia de los parques eólicos en tierra, los costes de las actividades de O&M toman una gran relevancia en los costes totales del proyecto, ya que pueden llegar a suponer aproximadamente un cuarto del coste total. También se ha de tener en cuenta que el hecho de que un aerogenerador no funcione supone una pérdida importante de beneficios. Por todo esto las actividades de operación y mantenimiento son una prioridad para conseguir reducir los costes de este tipo de proyectos.

2. ENERGÍA EÓLICA EN TIERRA

2.1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica consiste en generar electricidad a través de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética producida por efecto de las corrientes de aire. La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión (gradiente de presión). Las diferentes temperaturas y presiones en la atmósfera, provocadas por la absorción de la radiación solar, son las que ponen al viento en movimiento, por lo que puede decirse que la energía eólica es una forma no-directa de energía solar.

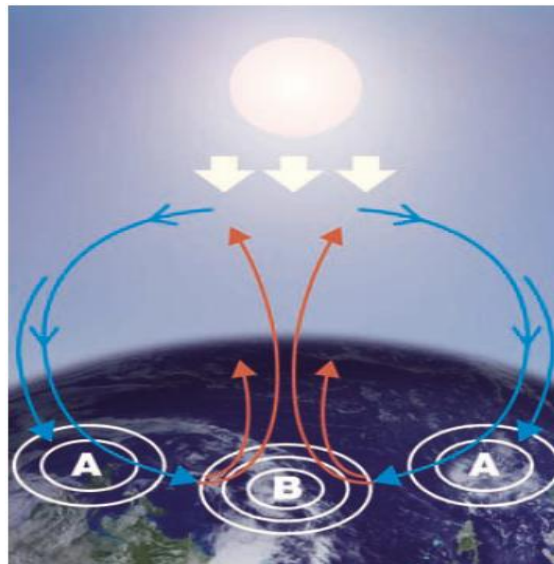


Ilustración 1 Origen del viento

Se trata de una fuente de energía limpia e inagotable, que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y preserva el medioambiente, contribuyendo a evitar el cambio climático. Por ejemplo, cada kWh producido con energía eólica tiene 21 veces menos impacto medioambiental que el producido por el petróleo, 10 veces menos que el de la energía nuclear y 5 veces menos que el gas.

La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. Desde principios del siglo XX, se utiliza para la producción de energía eléctrica utilizando la fuerza natural del viento a través de los aerogeneradores o turbinas eólicas.

La energía producida por un aerogenerador varía en función del potencial propio del emplazamiento (función cúbica de la velocidad de viento), de la disponibilidad de la propia máquina (capacidad de operar en presencia de viento: típicamente por encima del 98%) y de la disposición de las máquinas en el parque (efecto estela: negativo de unas sobre otras).

Los aerogeneradores suelen agruparse de forma más o menos concentrada en un mismo emplazamiento con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de la energía, dando lugar a los llamados parques eólicos. Los parques eólicos terrestres llevan desarrollándose varias décadas, habiendo experimentado un crecimiento rápido en distintas zonas geográficas a nivel mundial como Europa, Estados Unidos y China. La tecnología está suficientemente probada y debido a la fabricación a gran escala de aerogeneradores, su coste se ha visto reducido de manera significativa en los últimos años. Por el contrario, la energía eólica marina / *offshore*, que tiene un potencial de desarrollo muy superior, ha comenzado a adquirir verdadero protagonismo a finales de la primera década de este siglo.

Los avances en el diseño de los aerogeneradores han mejorado la curva de potencia, lo que, sumado al desarrollo de rotores más altos, ha permitido aumentar los factores de carga en casi un 50%, hasta un promedio actual de un 34%. Como resultado de esto, la competitividad de la energía eólica ha incrementado significativamente. Tanto es así que, según *Bloomberg Energy Finance*, un parque eólico promedio será competitivo con el carbón, gas y la energía nuclear en 2016.

Sin embargo, no todo son aspectos positivos. La energía eólica también presenta una serie de inconvenientes, como son:

- Recurso variable debido a la intermitencia del viento
- Impacto visual
- Contaminación acústica
- Funcionamiento para un determinado rango de velocidad del viento (generalmente entre 3 m/s y 25 m/s)

2.2. CONTEXTO EÓLICO EN EL MUNDO

El grave impacto medioambiental que produce el uso de fuentes de energía fósiles, además de su alto coste y de su probable agotamiento a medio plazo, ha motivado que la prioridad de muchos países, en materia de energía, sea la búsqueda de alternativas energéticas viables, tanto económica como medioambientalmente. De esta manera se pretendía reducir la dependencia energética con respecto a los países de origen de este tipo de recursos, los cuales suelen caracterizarse por la inestabilidad política y por estar envueltos en conflictos bélicos. Debido a todo esto, en los últimos años se ha

experimentado un notable auge del sector de las energías renovables y, sobre todo, de la energía eólica por ser la tecnología más madura y desarrollada.

Según datos del Consejo Mundial de la Energía Eólica (*Global Wind Energy Council, GWEC*), a finales del 2013 la potencia eólica acumulada en todo el mundo era de 318.137 MW, habiéndose producido un incremento de casi 200.000 MW en los últimos cinco años. A continuación se muestra una gráfica con la evolución de la potencia eólica mundial a lo largo de los últimos 18 años:



Ilustración 2 Potencia Instalada anualmente y acumulada a nivel mundial (1996-2013) (Fuente: AEE y GWEC)

Sin embargo, para contextualizar la actual situación de la energía eólica en el mundo hay que tener en cuenta la crisis económica global y la inestabilidad de las políticas energéticas en que se ven inmersos algunos países. En este sentido, *GWEC* señala en su balance sobre el desarrollo de la energía eólica en el mundo a lo largo de 2013 que el crecimiento de este tipo de tecnología se ha ralentizado durante el pasado año.

En la gráfica anterior puede verse que la tendencia de la potencia eólica instalada anualmente (barras azules) ha sido creciente hasta el año 2012, y que la potencia eólica instalada en 2013 fue menor que en 2012. Ello se debe, en gran parte, al batacazo de la eólica estadounidense, que se vio perjudicada por la incertidumbre regulatoria: hasta el último minuto, prácticamente, el gobierno de los Estados Unidos no prorrogó el sistema de ayudas fiscales a la eólica, lo cual mantuvo en hibernación muchos proyectos que hubiesen visto la luz mucho antes si las circunstancias hubieran sido otras.

Pese a ello, los números no han sido ni mucho menos negativos, ya que el parque eólico global ha crecido un 12,5%. Durante el año 2013 se instalaron en el mundo 35.467 MW, por los 45.169 MW del año anterior (2012). Concretamente, los países que coparon los cinco primeros puestos en potencia instalada durante 2013 fueron:

1) La inalcanzable China (16.100 MW)

2) La sólida Alemania (3.238 MW)

3) El Reino Unido (1.883 MW)

4) La India (1.729 MW)

5) Canadá (1.599 MW)

En la siguiente imagen se puede ver el top mundial completo de potencia instalada durante el 2013:

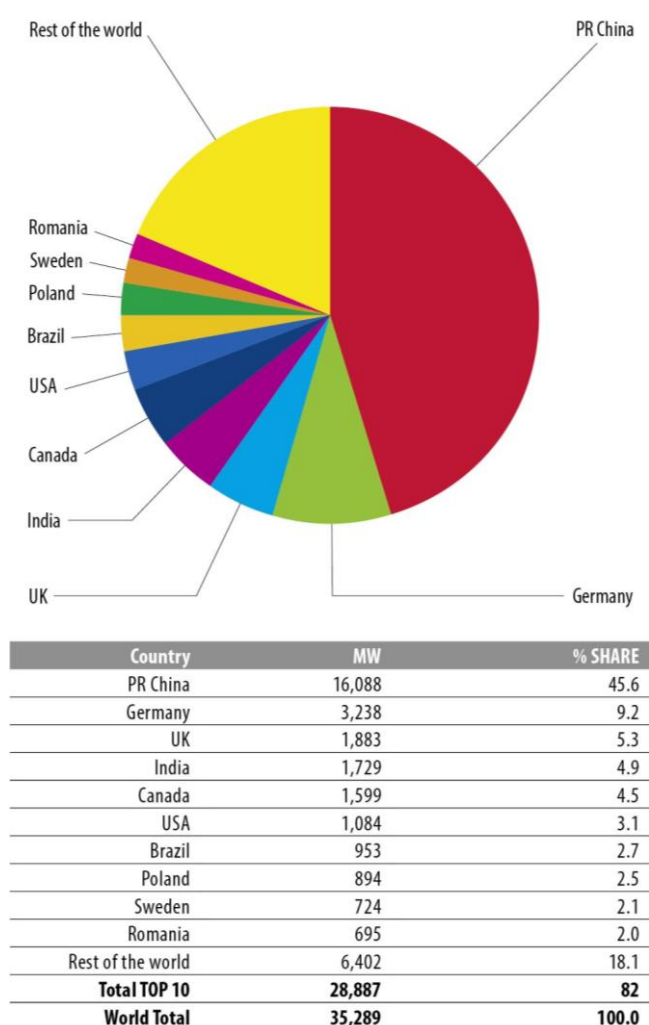


Ilustración 3 Top 10 de países con más potencia instalada en 2013 (Fuente: GWEC)

En cuanto a la potencia eólica acumulada hasta finales del año 2013, China también ostenta la primera posición mundial con 91.424 MW instalados. Las cinco primeras posiciones las completan EE.UU, Alemania, España e India. En la siguiente gráfica aparece un desglose más amplio de países y potencia eólica acumulada:

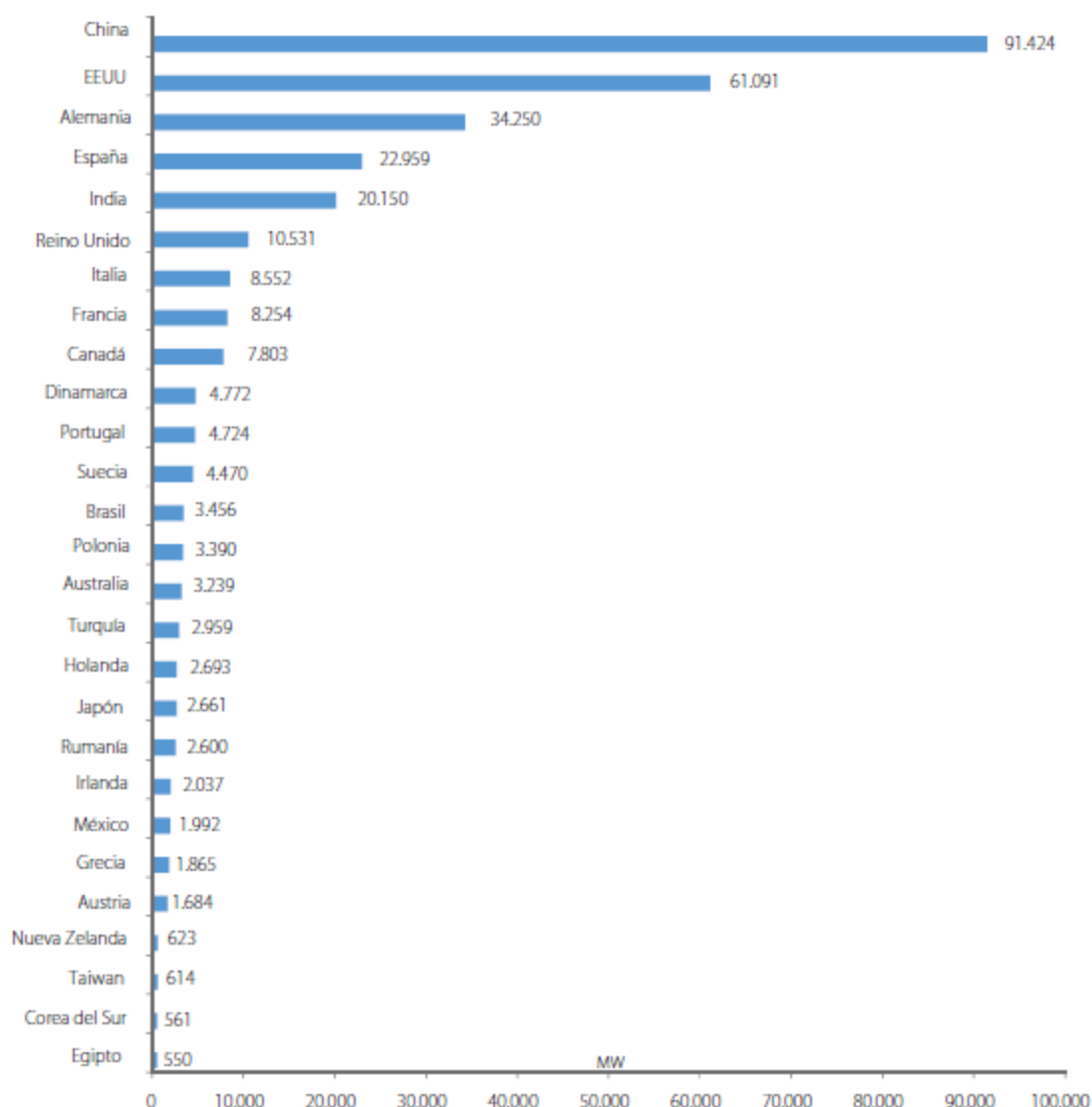


Ilustración 4 Potencia instalada por países acumulada a finales de 2013 (Fuente: GWEC y AEE)

Además, GWEC augura un 2014 mucho más brillante para la eólica mundial, ya que se estima que en Estados Unidos ahora mismo se encuentran más de 12.000 MW eólicos en fase de desarrollo. China, México y Brasil también presentan buenas credenciales de cara al año que ya está en curso.

Para los próximos años, se espera que la industria eólica continúe su diversificación geográfica, con una actividad nueva e importante en Latinoamérica, África y Asia (fuera de China e India). La incertidumbre sobre la evolución a corto plazo de la

economía mundial, con todas sus variaciones, así como su efecto en el crecimiento de la demanda de electricidad, son las variables más importantes a tener en cuenta para el desarrollo de la industria eólica en los próximos años. Además, hay que permanecer atentos a los efectos que suscitan las normativas y objetivos medioambientales: intentos de promover el uso de energías renovables frente a combustibles fósiles.

El Consejo Mundial de la Energía Eólica, *GWEC*, publicó un informe en el cual se recogían las previsiones para el mercado eólico entre los años 2012 y 2017. A continuación se muestran los pronósticos:

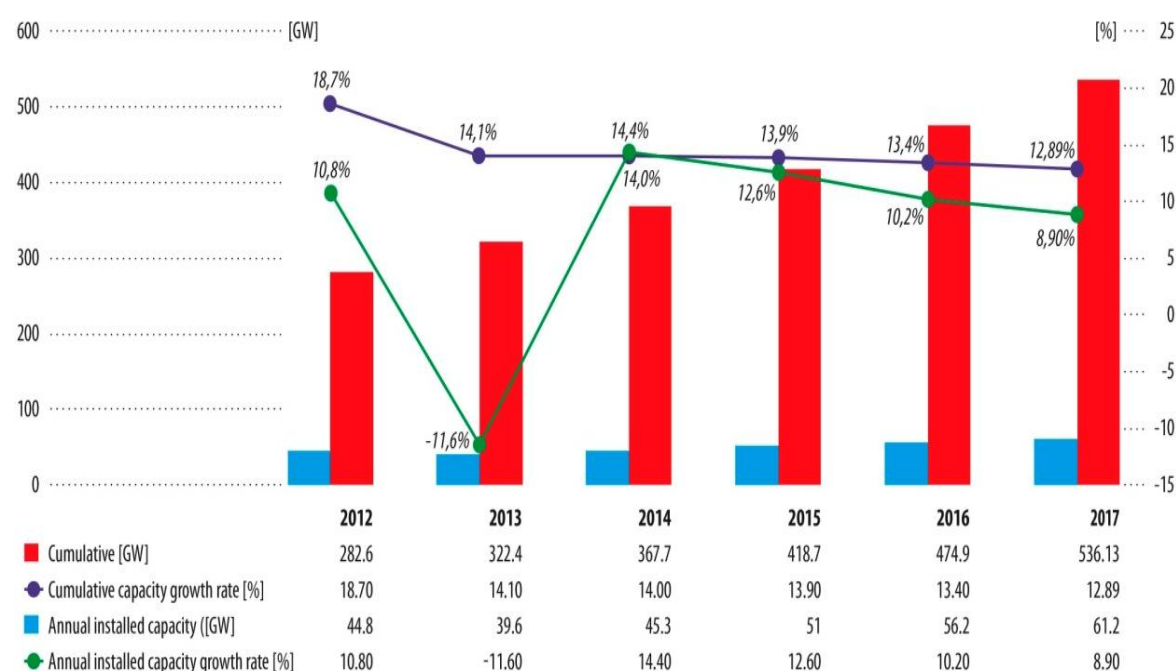


Ilustración 5 Previsiones potencia eólica mundial (acumulada y anual) 2012-2017 (Fuente: *GWEC*)

En el gráfico anterior se puede ver cómo, en los próximos años, se estima que se seguirá instalando potencia eólica hasta alcanzar una cifra aproximada de 536,13 GW (barras rojas). Sin embargo, a partir de 2014 la tasa de crecimiento será cada vez menor, tanto para la potencia acumulada, como para la potencia anual instalada (líneas verde y morada respectivamente).

Si se analiza la progresión que se pronostica que tendrá el mercado eólico durante el periodo de tiempo de 2012 a 2017 en las distintas regiones del mundo, se puede extraer la conclusión de que será el continente asiático el que lidere la implantación de energía eólica, a gran distancia de Europa y Norteamérica, éstos últimos con datos muy parejos.

En la siguiente gráfica, extraída del informe publicado por *GWEC*, se puede observar el comportamiento previsto para las diferentes zonas geográficas mundiales entre los años 2012 y 2017:

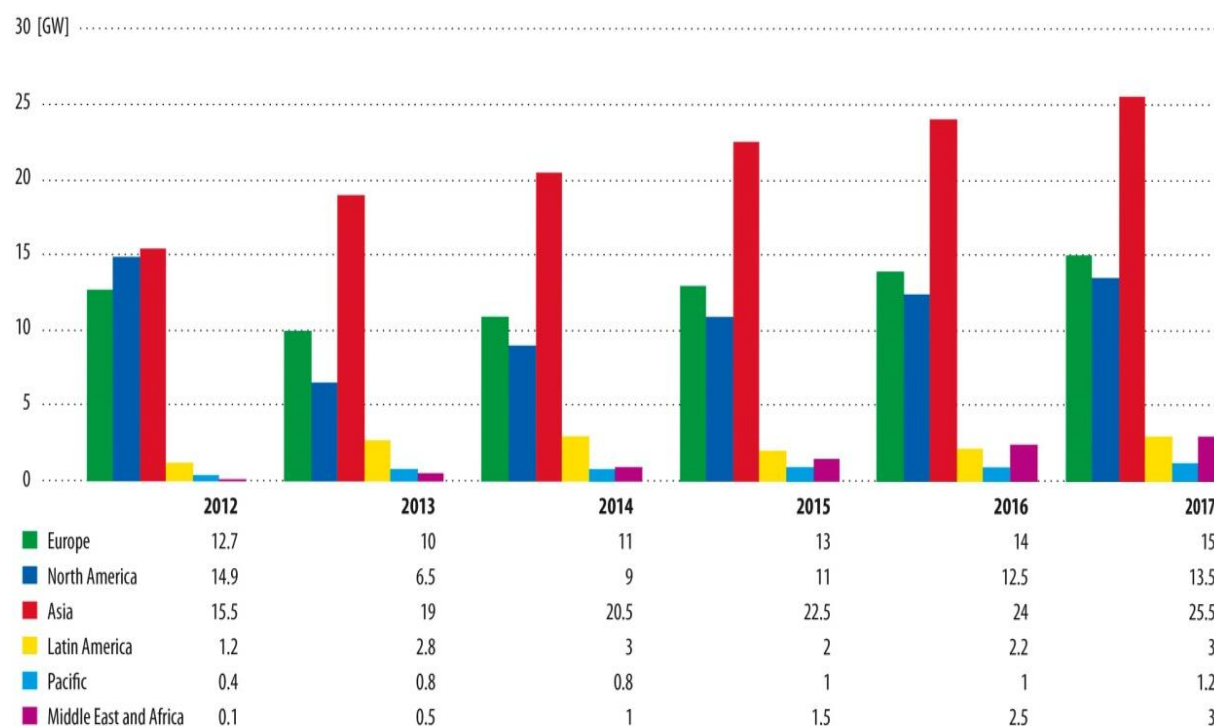


Ilustración 6 Previsiones potencia eólica instalada por regiones 2012-2017 (Fuente: *GWEC*)

2.3. CONTEXTO EÓLICO EN LA UNIÓN EUROPA

El desarrollo sostenible y la disminución de la dependencia energética exterior (escasez de recursos fósiles autóctonos) han sido los elementos centrales de las políticas energéticas europeas en los últimos años.

La Unión Europea depende en gran medida de las importaciones para cubrir sus necesidades energéticas, ya que cuenta con una dependencia energética que alcanza el 53,8%. Para paliar este problema se ha realizado una importante apuesta por la eficiencia energética y la generación de energía mediante fuentes autóctonas como las energías limpias.

El 23 de enero de 2009 la Comisión Europea aprobó el Paquete de Energía Renovable y Cambio Climático: una propuesta integral de acción climática que se etiquetó como “Paquete Verde”. Este paquete obliga a los veintisiete países miembros de la Unión Europea a asumir el llamado “triple objetivo veinte” o “20-20-20” para el año 2020:

- La reducción del 20% de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los valores de 1990.

- Un 20% de mejora en ahorro y eficiencia energética respecto a la evolución tendencial.
- Un 20% de participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía, lo que supone que un 35% de la electricidad que se genere, ha de ser a partir de fuentes de energía renovables.

El “Paquete Verde” está compuesto de seis propuestas, de las cuales hay una que marca e influye de manera decisiva en el actual contexto eólico europeo: “Fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables”. Para conducir la situación de las energías renovables en la Unión Europea hacia dicho objetivo, el Parlamento Europeo aprobó el 23 de abril de 2009 la Directiva 2009/28/CE, la cual fija una cuota del 20% de energías renovables en el consumo total de energía y una cuota del 10% de energías renovables en el consumo de combustibles para el transporte para 2020.

Estos objetivos eran vinculantes para el conjunto de la Unión Europea. Sin embargo, para cada uno de los países miembros se establecieron unos objetivos particulares en función de sus capacidades. Además, el Parlamento Europeo requirió a cada estado miembro la elaboración de un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el período 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fijaba la Directiva 2009/28/CE.

De esta manera, en los últimos años, el plan de actuación de la Unión Europea quedó enmarcado dentro de una política energética basada en el fomento de las energías renovables. Esto se puede apreciar analizando los datos suministrados por la Asociación Europea de Energía Eólica (*European Wind Energy Association, EWEA*) en su informe publicado en Febrero de 2014: “*Wind in power 2013 European statistics*”.

Actualmente, Europa sigue siendo el continente con más potencia eólica instalada: 121.474 MW, si bien todo parece apuntar que 2013 será el último año de liderazgo para el viejo continente, pues Asia viene pisando los talones (115.939 MW a 31 de diciembre de 2013) y su ritmo de crecimiento es mucho mayor que el que registra en estos momentos Europa.

La suma de la potencia total instalada con las diferentes fuentes de generación de electricidad, ya sean renovables o no renovables, a lo largo de 2013 en la Unión Europea ha sido de 35 GW, de los cuales 11,2 GW (32%) fueron de origen eólico y 11 GW (31%) de solar fotovoltaica.

A continuación se muestra un gráfico, extraído del informe de la *EWEA*, en el que se puede ver la distribución de la potencia instalada en la Unión Europea durante 2013 atendiendo al tipo de fuente de generación utilizada:

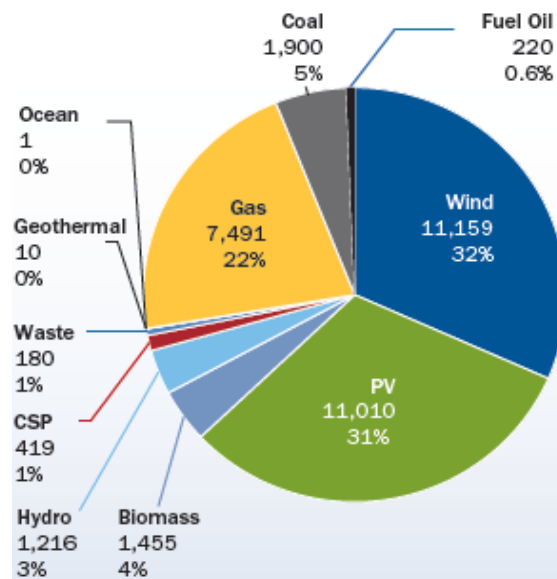


Ilustración 7 Reparto de la potencia instalada en la Unión Europea durante 2013 (Fuente: EWEA)

Durante el año 2013 se instalaron en toda Europa 12.030 MW de potencia eólica, de los cuales 11.159 MW fueron en la Unión Europea. Estas cifras suponen un ligero descenso del 8% respecto al año 2012, causado, en gran medida, por la incertidumbre generada por los cambios de políticas y por la inestabilidad legislativa que imperan actualmente en el sector.

Sin embargo, la energía eólica fue la tecnología más instalada a lo largo de 2013: un 32% sobre el total de la potencia instalada en Europa (5% más que en 2012), y un 72% si únicamente se tienen en cuenta las energías renovables (2% por encima del año 2012).

A finales del año 2013 la Unión Europea contaba con una capacidad total de potencia instalada de 900 GW sumando las distintas fuentes de energía, de los cuales 117,3 GW (13%) los aporta la energía eólica: 110,7 GW de instalados en tierra y 6,6 GW en el mar.

Durante el 2013 la capacidad de potencia aumentó en 13 GW hasta alcanzar los 900 GW totales anteriormente mencionados. De esos 13 GW, aproximadamente 11,2 GW fueron aportados por energía de origen eólico, lo cual da una buena idea acerca del importante papel que juega la energía eólica actualmente en la Unión Europea.

Desde el año 2000, alrededor del 28% de la potencia que se ha instalado en la Unión Europea ha sido eólica. Asimismo, se ha observado en los últimos años, en el sector energético de la Unión Europea, una tendencia continuada a alejarse del uso de energías derivadas del *fuel oil* y del carbón.

Como se puede observar en la siguiente gráfica, durante el año 2013 el número de instalaciones desmanteladas que utilizaban fuentes de energía no renovables fue considerable:

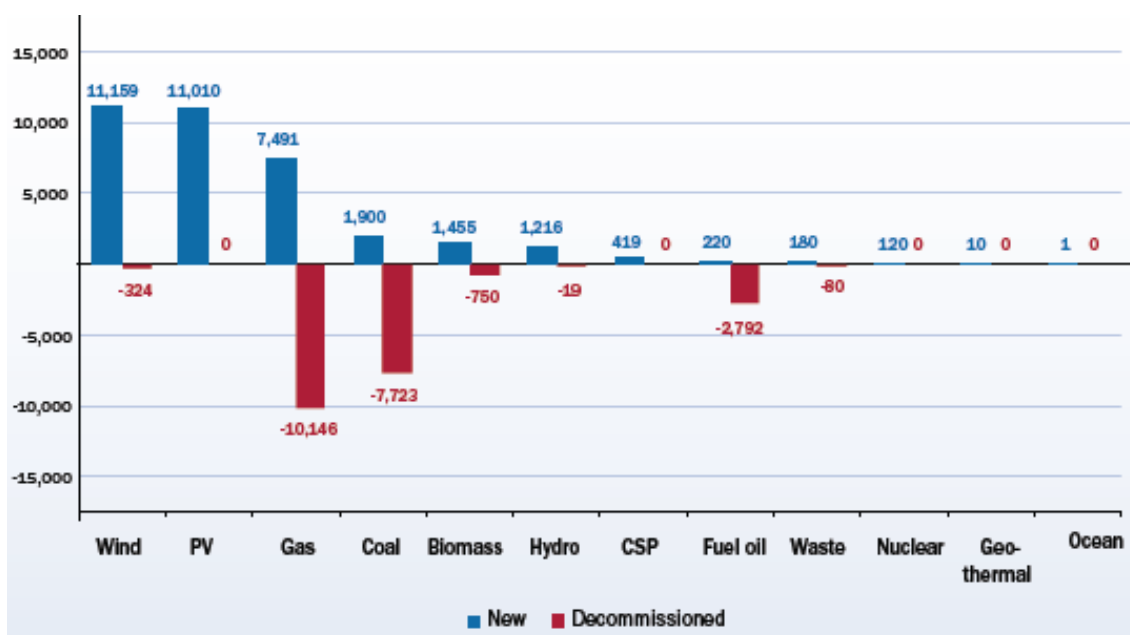


Ilustración 8 Potencia instalada y desmantelada durante 2013 en Europa (Fuente: EWEA)

Sin embargo, el tratamiento regulatorio a las energías renovables en los distintos países de la Unión Europea no es idéntico. Los potenciales de las distintas energías renovables y las combinaciones energéticas varían de un estado miembro a otro, lo que condiciona las medidas a adoptar para cumplir con las directrices europeas.

En estos momentos, todos los países de la Unión Europea han implantado mecanismos de apoyo que han favorecido un importante desarrollo de las energías renovables. Pero este desarrollo ha sido desigual, ya que en algunos países el riesgo asociado a la incertidumbre regulatoria ha supuesto un freno a la inversión. Pero además de un marco legal estable que garantice una rentabilidad razonable a los inversores, es necesario diseñar las condiciones adecuadas para poder integrar esta energía en la red sin poner en peligro la seguridad del sistema.

Debido a lo expuesto en los párrafos anteriores, la lista de países con mayor contribución a la potencia instalada de origen eólico durante el año 2013 está claramente liderada por dos países: Alemania y Reino Unido. Ambos juntos suman el 46%, una significativa concentración en comparación con la tendencia de años anteriores, en donde las instalaciones se extendían cada vez más en los mercados europeos. Este nivel de concentración no se había producido en el mercado de la energía eólica de la Unión Europea desde 2007, cuando los tres países pioneros de la

energía eólica (Dinamarca, Alemania y España) en conjunto representaron el 58% de todas las nuevas instalaciones de ese año.

Por otro lado, una serie de mercados que en años anteriores habían concentrado buena parte de las instalaciones eólicas anuales, como España, Italia y Francia, han visto reducida de manera significativa su tasa de aportación al sector eólico en 2013, en un 84%, 65% y 24% respectivamente.

En el siguiente gráfico se puede observar cómo se ha distribuido la potencia eólica instalada durante el año 2013 en los diferentes países de la Unión Europea:

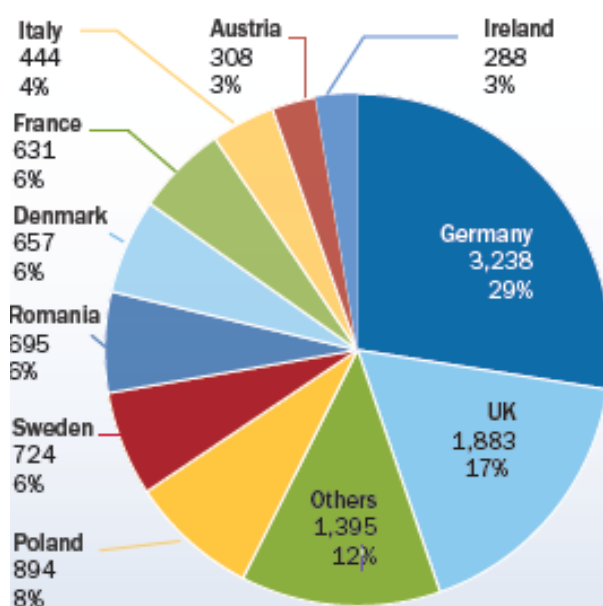


Ilustración 9 Reparto de la potencia instalada por países en la Unión Europea durante 2013 (Fuente: EWEA)

Después de Alemania y Reino Unido aparecen Polonia, Suecia, Rumanía, Dinamarca, Francia e Italia.

2.4. CONTEXTO EÓLICO EN ESPAÑA

Agotado el período de vigencia del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 y atendiendo al mandato establecido por el Parlamento Europeo, el Gobierno de España elaboró un nuevo Plan para el periodo 2011-2020. Este Plan incluye el diseño de nuevos escenarios energéticos y la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (23 de abril de 2009) relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. En concreto, el objetivo de España es conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía, y una cuota mínima del 10%

de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte para el año 2020.

Atendiendo a la Directiva, el Estado Español, a través de la Secretaría de Estado de la Energía, presentó el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva.

Además, la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del IDAE, elaboró el PER 2011-2020, que incluía los elementos esenciales del PANER así como análisis adicionales no contemplados en el mismo y un detallado análisis sectorial que contenía, entre otros aspectos, las perspectivas de evolución tecnológica y la evolución esperada de costes.

A parte de avanzar en esta dirección, las particularidades del sector energético español, han hecho que España tenga que intentar subsanar una serie de retos como son:

- Consumo energético por unidad de producto interior bruto más elevado que la media europea.
- Elevada dependencia energética debido a la escasez de yacimientos de energía primaria en el territorio nacional que acentúa los problemas de garantía de suministro. En concreto, el nivel de dependencia de España se encuentra en el 70,8%, muy por encima de la media de la Unión Europea (53,8%), según los últimos datos publicados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) en el Balance Energético 2012:

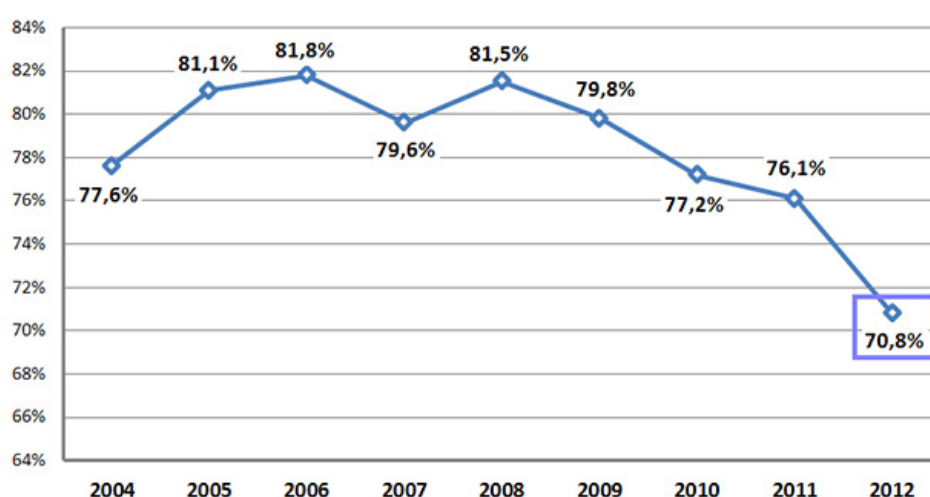


Ilustración 10 Evolución temporal y tendencia del porcentaje de dependencia energética de España (Fuente: MINETUR)

Pese a ser un dato muy elevado, en la gráfica anterior se puede observar que se trata de la menor cifra de dependencia energética de los últimos años debido a un descenso de la demanda de energía eléctrica y al incremento de la participación de las energías renovables en el *mix* energético español.

- Elevadas emisiones de gases de efecto invernadero producidas por el crecimiento de la generación eléctrica y el transporte en las últimas décadas.

Para superar estos retos y lograr los objetivos marcados se vienen desarrollando en los últimos años una serie de estrategias que deberán continuar su desarrollo durante la actual década y se agrupan principalmente en cuatro bloques:

- La liberalización y transparencia de los mercados, mediante el establecimiento de una serie de leyes que conceden seguridad, estabilidad y flexibilidad a sus usuarios.
- El desarrollo de las infraestructuras energéticas que refuerza la seguridad y diversifica las fuentes del suministro energético. Valga como ejemplo las interconexiones eléctricas internacionales realizadas con Francia y Portugal que permiten una gestión del equilibrio producción y demanda más eficiente.
- La promoción del ahorro y la eficiencia energética. Para lo que fueron creados los Planes de Acción 2005-2007 y de 2008-2012 y el reciente Plan de Acción 2011-2020.
- El desarrollo de las energías renovables. Con la conclusión del Plan de Acción de Energías Renovables 2005-2010 se ponía fin a la fase de lanzamiento de estas energías. Con el nuevo PER 2011-2020 se pretende llevar a cabo la fase de desarrollo y consolidación.

Según los datos de Red Eléctrica de España (REE) del sistema eléctrico español a lo largo del 2013, las energías renovables han cubierto el 42,2% de la demanda eléctrica peninsular, 10,5 puntos más que el año anterior. El reparto de cobertura de la demanda peninsular en 2013 fue el siguiente:

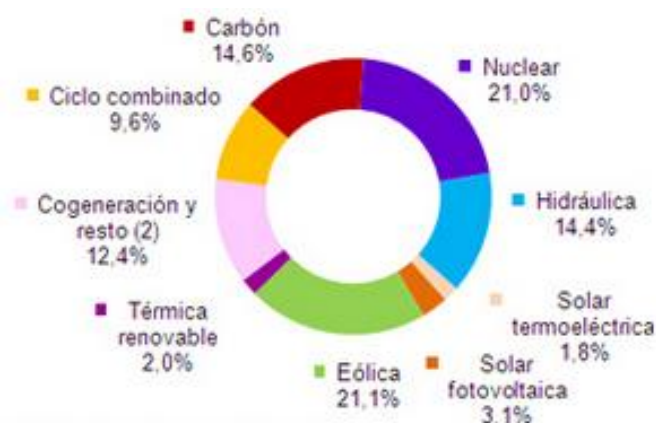


Ilustración 11 Cobertura de la demanda peninsular en 2013 (Fuente: REE)

Por su parte, el reparto de cobertura de la demanda a nivel nacional (incluyendo las Islas Canarias, Islas Baleares y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla) en 2013 fue el siguiente:

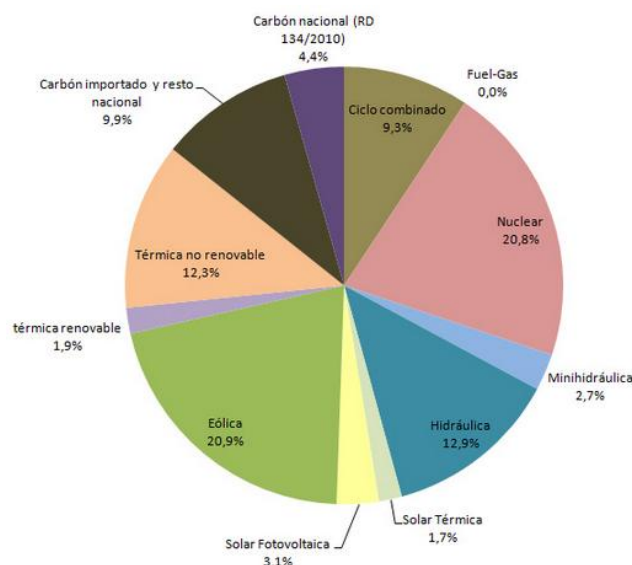


Ilustración 12 Cobertura de la demanda nacional en 2013 (Fuente: AEE)

Además la potencia instalada en el parque generador peninsular aumentó en el 2013 en 556 MW y alcanzó al finalizar el año un total de 102.281 MW, de los cuales un 49,1% es de origen renovable:

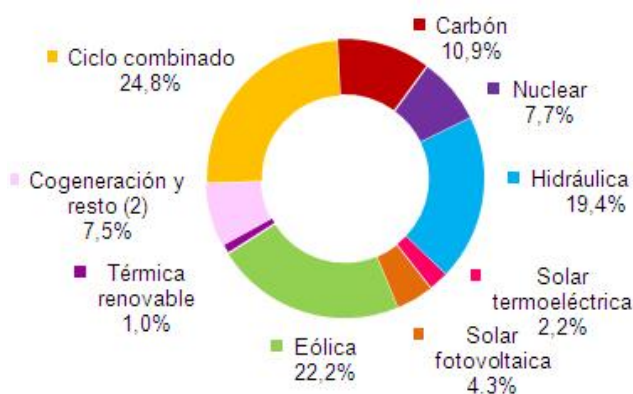


Ilustración 13 Potencia total instalada a 31 de diciembre del 2013 (Fuente: REE)

En cuanto a la energía eólica, el Anuario de energía eólica 2014 de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) señalaba que el pasado año 2013 marcó un antes y un después para el sector eólico en España. Hacia atrás, un pasado brillante marcado por una regulación que impulsó el desarrollo modélico que llevó a las empresas españolas a ocupar lo más alto del podio global y a contar con una potente industria, siendo un

referente a nivel mundial. Hacia delante, un futuro marcado por una regulación retroactiva que ha generado una inseguridad jurídica tal que impedirá que se acometan nuevas inversiones, que puede obligar a la industria a marcharse del país y que llevará a España a perder su liderazgo eólico.

La llegada del Real Decreto-Ley 2/2013 eliminaba de golpe el sistema de mercado más prima e imponía la tarifa regulada para todos los parques eólicos. Como esta medida no era suficiente para eliminar el déficit de tarifa, en verano llegó la Reforma Energética, que recortaba en el acto y de manera retroactiva los incentivos para todas las instalaciones en marcha. Por todo ello, la eólica registraba en España el menor crecimiento en 16 años instalándose únicamente 175 MW eólicos nuevos.

Las empresas promotoras no tienen esperanza de poder instalar nueva potencia eólica en un futuro cercano, y los fabricantes se están enfrentando a varios años de sequía de pedidos en el mercado doméstico. En este contexto, tanto promotores como fabricantes se plantean seriamente un futuro fuera de España.

Sin embargo, no todo fue negativo. En 2013, la producción anual eólica alcanzaba cifras de récord: España fue el primer país del mundo en que la eólica fue la tecnología que más ha contribuido a la cobertura de la demanda eléctrica anual con una cuota del 20,9% (21,1% peninsular), 3 puntos más que en el 2012, situándose al mismo nivel que la nuclear que ha tenido una aportación del 21%.

Con estas cifras, España continúa siendo el segundo país de Europa y el cuarto del mundo por potencia eólica instalada (22.959 MW a finales del año 2013), y el primero en producción con 54.334 GWh, un 12,89% más que en 2012.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de la potencia eólica anual y acumulada en España desde 1998 hasta finales del año 2013:

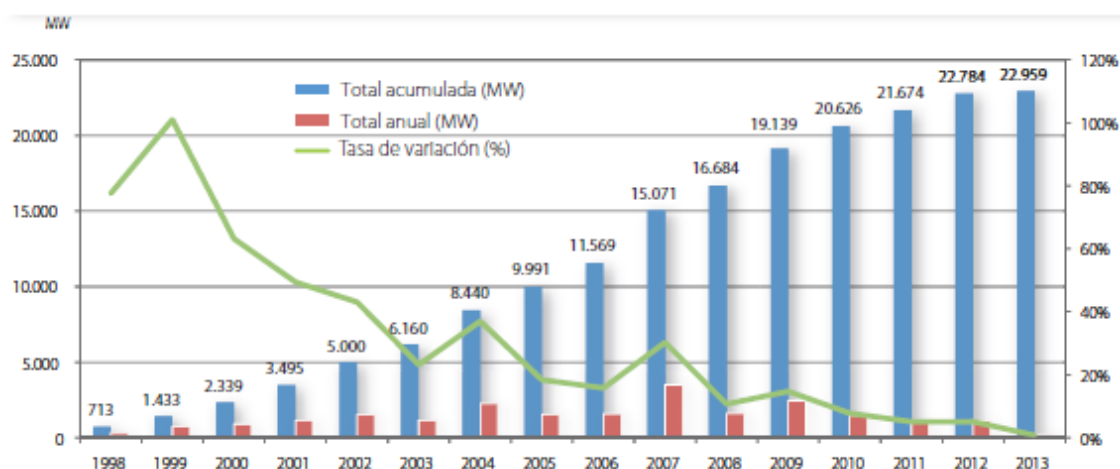


Ilustración 14 Evolución de la potencia eólica instalada anual, acumulada y tasa de variación en España (1998-2013) (Fuente: AEE)

3. ENERGÍA EÓLICA MARINA

3.1. INTRODUCCIÓN

El mar es una inmensa fuente de energía limpia e inagotable que actualmente se encuentra explotada en niveles ínfimos en relación a las posibilidades que ofrece. En la actualidad, las energías renovables de origen marino y, en especial, la eólica marina han tomado un protagonismo importante y suponen una alternativa real y factible frente a la energía fósil y nuclear.

El principio de funcionamiento de la energía eólica marina es similar al de la energía eólica en tierra: aprovechar la fuerza del viento para obtener energía situando aerogeneradores en el mar.

La industria de las energías marinas está creciendo a un ritmo muy elevado en Europa. La Comisión Europea en una comunicación del año 2008 sobre energía eólica marina afirmó que “la energía eólica marina puede y debe realizar una contribución significativa para cumplir los objetivos de la política energética europea con un incremento relevante: en el entorno de 30-40 veces en el año 2020 y 100 veces en 2030 en capacidad instalada comparada con la actual”.

Las energías marinas y, en concreto, la energía eólica marina puede contribuir de manera muy significativa a cubrir la creciente demanda de energía eléctrica y hacerlo con un mínimo impacto sobre el clima.

En la actualidad, el sector de la energía eólica terrestre está más que consolidado, y los mejores emplazamientos para la implantación de este tipo de instalaciones ya están ocupados. Este hecho, sumado a una serie de características ventajosas que presentan los parques eólicos *offshore* frente a los parques situados en tierra, ha propiciado un gran interés por este tipo de tecnología, favoreciendo su espectacular desarrollo en los últimos años. Algunas de estas ventajas son enumeradas a continuación:

- En el mar la rugosidad superficial del terreno es muy baja en comparación con la que presenta el medio terrestre y, además, no existen obstáculos que puedan reducir la velocidad del viento. Debido a esto la circulación de corrientes de aire tienen lugar a velocidades mayores, haciendo innecesario el tener que subir la altura de la torre más de lo que obligue la suma del semidiámetro del rotor y la altura máxima de la ola prevista.
- El recurso eólico es mayor y menos turbulento que en zonas más cercanas a tierra. El hecho de que el viento sea menos turbulento reduce la fatiga a la cual se encuentran sometidos los aerogeneradores, por lo que se traduce en un aumento de su vida útil. Además, dado que el recurso eólico es mayor, se

estima que la producción de electricidad a lo largo del año es del orden de un 20% mayor que en tierra.

- Las áreas marina tienen grandes espacios disponibles en los que ubicar este tipo de parques, lo que ofrece la posibilidad de instalar parques mucho más grandes que en tierra.
- Debido a la gran extensión del medio marino y a la lejanía de estos parques respecto a los núcleos de población, se reduce el impacto visual sobre el paisaje.
- Su ubicación lejos de lugares habitados permite suavizar las restricciones impuestas por las autoridades ambientales en relación con la emisión y propagación de ruido e incrementar la velocidad de punta de pala, con la correspondiente disminución de peso y de las estructuras que las soportan, consiguiendo de esta manera una reducción significativa del coste de fabricación del aerogenerador en su conjunto.

En contraposición a las ventajas señaladas, esta modalidad de parques eólicos presenta una serie de inconvenientes respecto de las instalaciones ubicadas en tierra, sobre los que se tendrá que trabajar para conseguir que la energía eólica marina sea competitiva con el resto de alternativas de generar electricidad:

- La más importante es la elevada inversión inicial necesaria para este tipo de instalaciones debido, en gran medida, a los altos costes de construcción: cimentaciones, montaje de aerogeneradores, embarcaciones especializadas utilizadas en esta fase, puertos en la costa, etc. Con el paso del tiempo los costes disminuirán y la tecnología avanzará para permitir que la eólica marina sea competitiva.
- Se hace más complejo la evaluación del recurso eólico en la llamada zona de discontinuidad costera (menos de 10 km), además de ser más costoso económicamente comparado con la evaluación del recurso en tierra.
- No existen infraestructuras eléctricas que conecten las áreas con mayores recursos eólicos en mitad del mar con los centros de consumo.
- Existen importantes limitaciones de acceso y dificultades para trabajar durante la fase de montaje y de operación y mantenimiento (O&M) de la instalación debido, por ejemplo, a las condiciones climatológicas y meteoceánicas adversas.
- Los costes asociados a la fase de explotación del proyecto (operación y mantenimiento) de estos parques son considerablemente mayores.
- Debido a la mayor propagación de las turbulencias por la baja rugosidad del mar, el efecto provocado por la propia estela de los aerogeneradores sobre el resto de las máquinas es más importante en el mar, lo que disminuye la vida útil de las turbinas. Para evitarlo, las máquinas precisan más separación entre ellas y esto implica un aumento de la inversión.

3.2. CONTEXTO EÓLICO MARINO EN EL MUNDO

En los últimos 23 años, desde que se construyó el primer parque eólico marino en las aguas poco profundas de la costa Danesa (*Vindeby*), la potencia de los aerogeneradores ha aumentado desde los 450 kW hasta los 7-8 MW, los costes han disminuido a razón de 30% por década, y los proyectos se han ido adentrando hacia aguas de 40 m de profundidad y hasta los 100 km de distancia a tierra.



Ilustración 15 Primer parque eólico marino, *Vindeby* (Dinamarca, 1991)

Hoy en día, más del 90% de las instalaciones se encuentran en aguas europeas: en el Mar del Norte, Mar Báltico y en el Océano Atlántico. Sin embargo, el mercado Asiático está empezando a despegar con China a la cabeza, seguida de Japón, Corea del Sur y Taiwán. También el mercado Estadounidense está emergiendo en los últimos años.

China ha instalado 39 MW eólicos marinos en 2013, para alcanzar la cifra total de 428,6 MW, convirtiendo a este país en el quinto mayor mercado mundial. El desarrollo de la eólica marina en China ha sido relativamente lento, pero actualmente hay más de 1.000 MW en construcción en las costas Chinas. Teniendo en cuenta que China se ha marcado como objetivo alcanzar los 30 GW de eólica marina en sus costas para el año 2020, se avecinan una serie de años de mucho trabajo e inversiones durante la presente década.

Japón cuenta con una sólida industria marítima, lo cual hace que la energía eólica marina sea una atractiva opción actualmente. Sin embargo, necesita una mayor apuesta por este tipo de tecnología ya que únicamente tiene 49,6 MW instalados. En estos momentos, hay cuatro proyectos de eólica marina, cuya potencia total suma 254 MW, que se encuentran bajo estudios de impacto medioambiental.

Aunque EE.UU no tiene ningún parque eólico marino construido, sus costas poseen un excelente recurso eólico marino. Por ello, EE.UU tiene pensado apostar por este tipo de instalaciones en los próximos años. En EE.UU, actualmente, hay dos proyectos en estado avanzado de progreso: *Cape Wind Project* de 468 MW, y *Deepwater Wind's 30 MW Block Island Project*. Además cuenta con una larga lista de proyectos en trámite.

En total, la potencia eólica marina instalada en todo el mundo a finales de 2013 era de aproximadamente 7.046 MW. En la siguiente gráfica se representa la evolución de la potencia eólica marina instalada durante los tres últimos años:

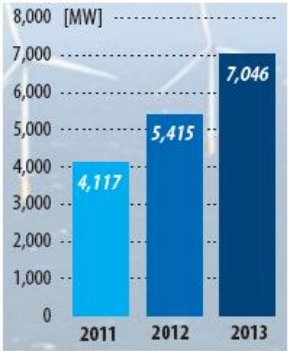


Ilustración 16 Potencia total acumulada en todo el mundo (Fuente: GWEC)

Y en la gráfica de abajo, se puede ver el desglose por países de: potencia instalada a finales del 2012, la nueva potencia instalada durante el 2013, y el total de potencia instalada a finales de 2013:

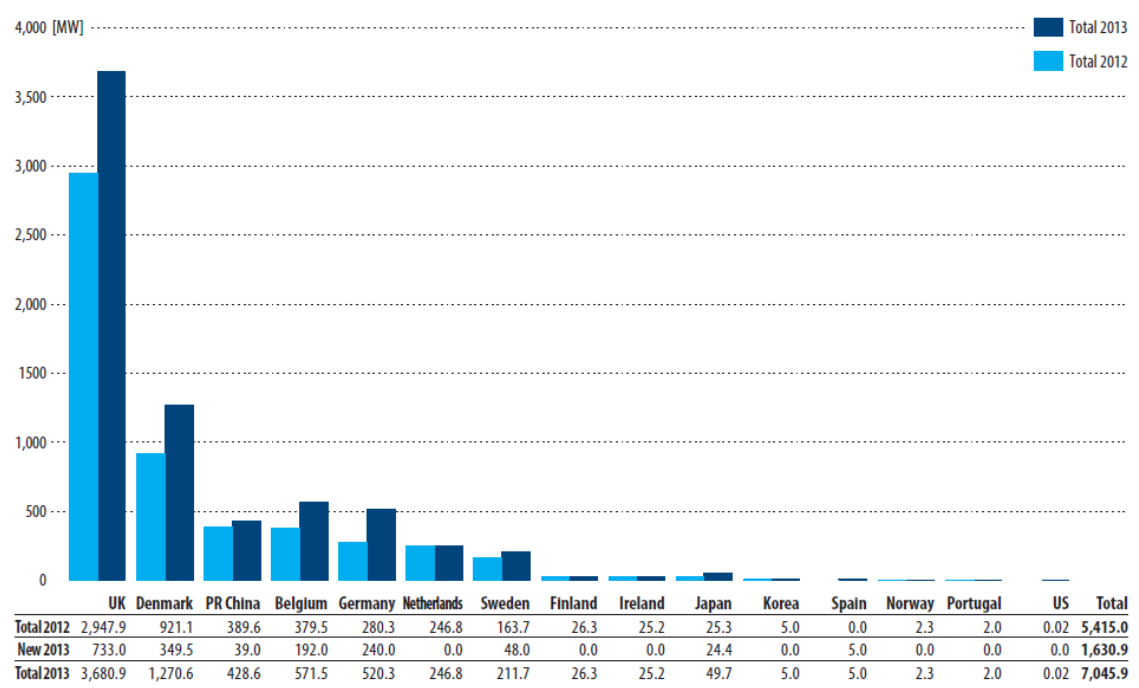


Ilustración 17 Capacidad acumulada instalada en el mundo por países (Fuente: GWEC)

3.3. CONTEXTO EÓLICO MARINO EN LA UNIÓN EUROPEA

Como ya se ha expuesto anteriormente, la Unión Europea encabeza el mercado mundial de la energía eólica marina actualmente. Las grandes compañías del sector energético han apostado por ambiciosos planes de desarrollo que impulsen definitivamente la energía eólica *offshore*, especialmente en el Mar del Norte y en el Mar Báltico, donde confluyen las condiciones idóneas para la instalación de parques eólicos marinos: aguas poco profundas (menores de 20 metros) y vientos intensos. Además de lo anterior, el éxito de la energía eólica marina en la Unión Europea se debe, en gran parte, a que según datos de la Asociación Europea de la Energía Eólica (*European Wind Energy Association, EWEA*) la inversión anual europea en parques eólicos marinos crece año tras año, tal y como se puede observar en la siguiente gráfica:

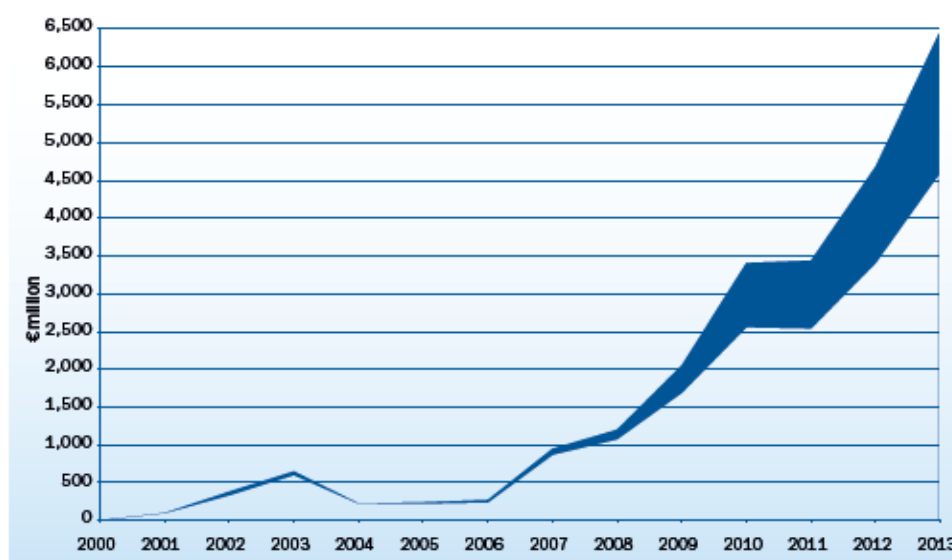


Ilustración 18 Inversión anual en parques eólicos marinos en la Unión Europea (Fuente: EWEA)

Las previsiones apuntan a que en los próximos años la tendencia positiva del desarrollo de parques eólicos marinos continuará, ya que según datos de la EWEA, están previstos para el año 2020 la instalación de 43 GW, y para 2030, 150 GW en las aguas de la Unión Europea.

3.3.1. Análisis de los datos del año 2013

De acuerdo con los datos extraídos del informe anual de la EWEA, a finales del año 2013 la Unión Europea contaba con una capacidad total instalada de aproximadamente 6,6 GW.

Además, en términos de inversión económica, durante 2013 la inversión que se dedicó en Europa a este tipo de energía osciló entre los 4,6 y 6,4 billones de euros. Fruto de

ello, 2013 fue un año record en cuanto a potencia eólica marina instalada: del total de la potencia eólica instalada a lo largo del año 2013 (11.159 MW), 9.592 MW fueron en tierra (12% menos respecto al año 2012) y 1.567 MW en el mar (34% superior al 2012). Es decir, la tecnología *offshore* representa casi el 14% del total de la potencia eólica instalada en 2013, confirmando la actual tendencia ascendente de este tipo de instalaciones.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución desde el año 2001 hasta finales del año 2013 de la potencia instalada en la Unión Europea diferenciando entre *offshore* y *onshore*:

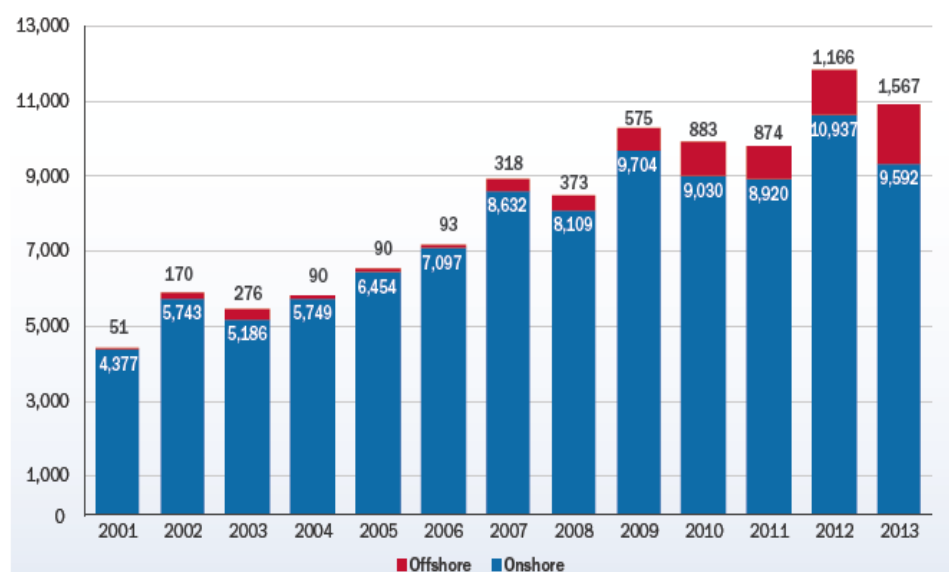


Ilustración 19 Evolución temporal de la potencia eólica (*onshore* y *offshore*) instalada en la UE (Fuente: EWEA)

Durante el año pasado, 2013, el trabajo en el campo de la energía eólica marina fue muy intenso, ya que se efectuaron trabajos en 21 parques eólicos marinos en Europa:

- Se conectaron a la red 7 parques eólicos de gran tamaño
- Se iniciaron 3 proyectos de demostración
- Se instalaron y conectaron varios aerogeneradores en 2 parques eólicos
- Se iniciaron trabajos en otros 8 parques, pero sin conectar aún turbinas eólicas a la red
- Se empezaron los trabajos en otro proyecto de demostración

La tabla siguiente contiene el nombre, el país y el estado en el que quedaron al finalizar 2013 los parques eólicos anteriormente mencionados:

Wind farm name	Country	Status
Thornton Bank II + III	Belgium	Fully grid connected
London Array	United Kingdom	Fully grid connected
Belwind Alstom demo (Haliade)	Belgium	Fully grid connected
Anholt	Denmark	Fully grid connected
Lincs	United Kingdom	Fully grid connected
BARD offshore 1	Germany	Fully grid connected
Karehamn	Sweden	Fully grid connected
Arinaga Quay (Demo)	Spain	Fully grid connected
Gunfleet Sands 3 (Demo)	United Kingdom	Fully grid connected
Teesside	United Kingdom	Fully grid connected
Northwind	Belgium	Partially completed
Gwynt y Mor	United Kingdom	Partially completed
West of Duddon Sands	United Kingdom	Turbines installed
Methil Demo (Energy Park Fife)	United Kingdom	Turbine installed
Riffgat	Germany	Turbines installed
Meerwind sud/ost	Germany	Turbines installed
Borkum West 2.1	Germany	Turbines installed
Humber Gateway	United Kingdom	Foundations installed
Baltic 2	Germany	Foundations installed
DanTysk	Germany	Foundations installed
Nordsee ost	Germany	Foundations installed
Global tech 1	Germany	Foundations installed

Ilustración 20 Resumen de los trabajos realizados en parques eólicos marinos durante 2013 (Fuente: EWEA)

Durante 2013 se conectaron a la red eléctrica en Europa 1.567 MW de potencia eólica marina. Esto supuso un incremento del 34% respecto al año anterior, 2012. A continuación se muestra el desglose de esos 1.567 MW por países:

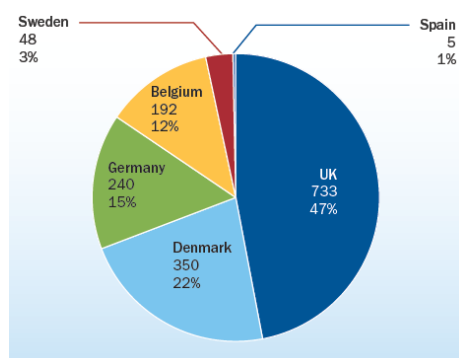


Ilustración 21 Reparto de la potencia eólica marina instalada en 2013 por países (Fuente: EWEA)

El país que encabeza la lista de potencia instalada a lo largo de 2013 es Reino Unido, con 733 MW, lo cual supone un 47% del total. Sin embargo, este porcentaje de potencia instalada experimentó un significativo descenso respecto a 2012, año en el que la potencia instalada en Reino Unido fue el 73% respecto de la potencia instalada en el continente europeo. En segundo lugar, se encuentra Dinamarca con 350 MW (22%), seguido de Alemania con 240 MW (15%), y Bélgica con 192 MW (12%).

El número de parques eólicos marinos y el número de aerogeneradores totales conectados a la red durante 2013 en cada país fueron:

Country	Belgium	UK	Germany	Denmark	Sweden	Spain	TOTAL
No. of farms	3	8	8	1	1	1	22
No. of turbines connected	44	212	48	97	16	1	418
MW connected to the grid	192	733	240	350	48	5	1,567

Ilustración 22 Nº de parques, aerogeneradores y MW conectados a la red por países en 2013 (Fuente: EWEA)

El reparto geográfico fue el siguiente: el 72% de los 1.567 MW instalados en Europa en 2013 están localizados en el Mar del Norte, el 22% en el Mar Báltico, y el 6% restante en el Océano Atlántico.

Desde el año 1993 hasta finales del 2013, en Europa se han instalado y conectado a la red 2.080 aerogeneradores en 69 parques de 11 países diferentes. En total, la potencia instalada alcanza los 6.562 MW. En el siguiente gráfico de barras se muestra el desarrollo y la evolución del mercado de la energía eólica marina en Europa:

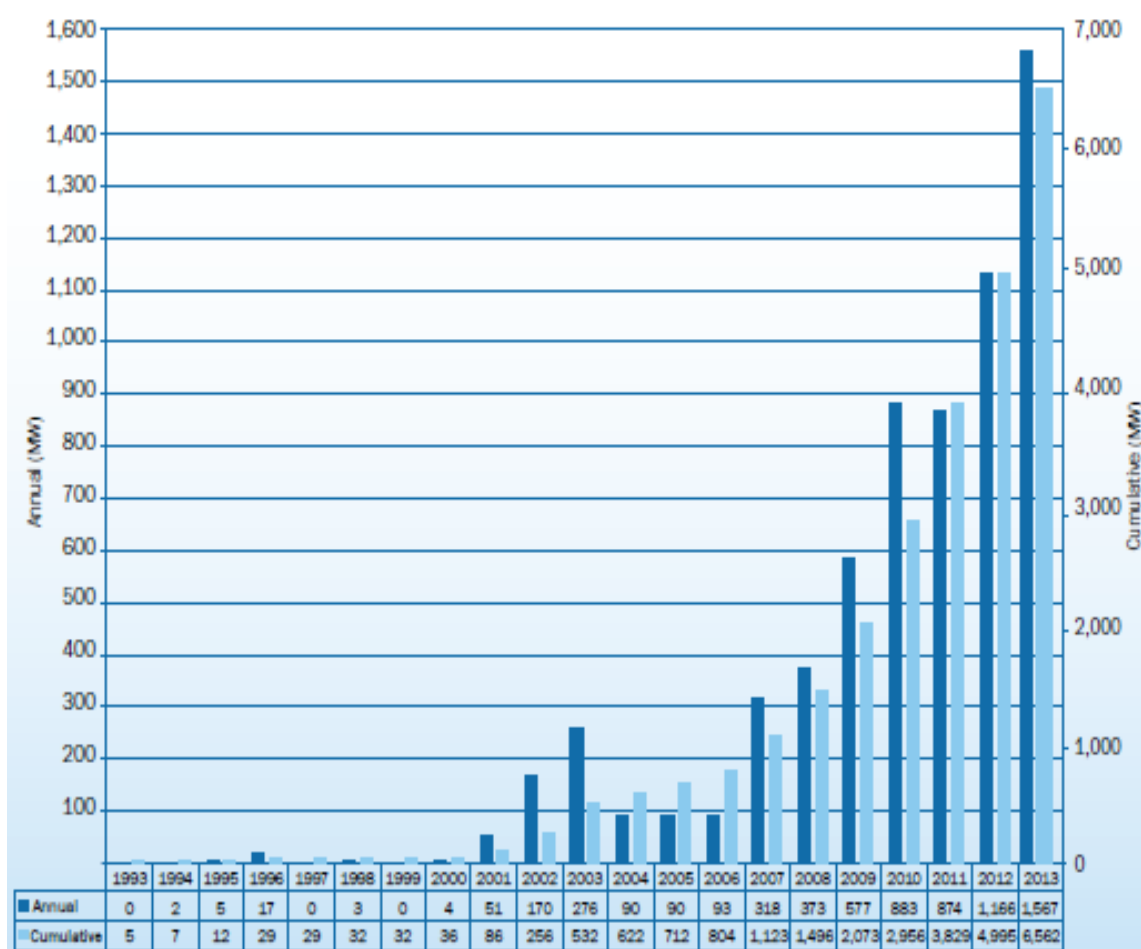


Ilustración 23 Evolución temporal de potencia anual y acumulada en parques marinos de Europa (Fuente: EWEA)

El reparto de estos 6.562 MW por países es el siguiente: Reino Unido encabeza la lista con 3.681 MW (56% del total). En segundo lugar está Dinamarca con 1.271 MW (19%), seguido de Bélgica con 571 MW (8,7%) y de Alemania con 520 MW (8%). Por detrás están países como Holanda (247 MW, 3,8%), Suecia (212 MW, 3,2%), Finlandia (26 MW), Irlanda (25 MW), España (5 MW), Noruega (2,3 MW) y Portugal (2 MW).

En la siguiente tabla se detalla el número total de parques y aerogeneradores por países:

Country	BE	DE	DK	ES	FI	IE	NL	NO	PT	SE	UK	Total
No. of farms	5	13	12	1	2	1	4	1	1	6	23	69
No. of turbines	135	116	513	1	9	7	124	1	1	91	1,082	2,081

Ilustración 24 Nº total de parques y aerogeneradores instalados por países y total (Fuente: EWEA)

La mayor parte de estas instalaciones se encuentran en el Mar del Norte (4.363 MW, 66%). El Mar Báltico cuenta con 1.143 MW (17%), y en el Océano Atlántico hay instalados 1.056 MW (16%).

3.3.2. Análisis de los datos del año 2014

En Julio de 2014, la EWEA publicó un informe que recogía estadísticas sobre la industria eólica marina en Europa durante la primera mitad del año 2014. En los primeros seis meses del 2014, Europa conectó de forma completa a la red 224 aerogeneradores en 16 parques y en un proyecto de demostración. Esto ha supuesto, un aumento de la capacidad total instalada de 781 MW. Por tanto, a día 1 de Julio de 2014, la potencia total instalada en Europa era de 7.343 MW, repartidos en 73 parques localizados en 11 países, y con un total de 2.304 aerogeneradores conectados a la red. Además, en la actualidad existen cerca de 310 aerogeneradores esperando a ser conectados a la red, lo cual supondría un aumento de la potencia total de 1.200 MW; y 4.900 MW en construcción.

El desglose resumido de los trabajos llevados a cabo en los 16 parques eólicos durante los seis primeros meses de 2014 fue el siguiente:

	BELGIUM	GERMANY	UK	TOTAL
Number of farms	1	10	5	16
Number of foundations installed	1	159	73	233
Number of turbines installed	30	126	126	282
Number of turbines connected	47	30	147	224
MW fully connected to the grid	141	108	532	781

Ilustración 25 Resumen de trabajos realizados en parques entre el 01/01/14 y el 30/06/14 (Fuente: EWEA)

3.4. CONTEXTO EÓLICO MARINO EN ESPAÑA

España es un país con un gran potencial para la energía eólica marina gracias a que más de las tres cuartas partes del perímetro del territorio español es litoral. En concreto, las costas españolas miden 7.880 kilómetros; 3.200 kilómetros la vertiente mediterránea y 4.680 la atlántica.

El camino en la industria de la eólica marina empezó en 2007. Como consecuencia directa del Real Decreto 1028/2007, y con el objeto de favorecer el desarrollo de la energía eólica marina en España, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), realizó un estudio para la caracterización y evaluación del recurso eólico.

El estudio permitió crear un mapa del recurso eólico en España con la fiabilidad suficiente para permitir una primera evaluación del potencial eólico disponible. El ámbito de aplicación del estudio fue de todo el territorio nacional, incluyendo las aguas interiores y una banda de litoral marina adicional de 24 millas náuticas.

Se identificaron 73 áreas eólicas marinas, y cada una de ellas se clasificó en una de las siguientes categorías: zona de exclusión (zona incompatible), zona apta con limitaciones (desarrollo condicionado) y zona apta (sin incompatibilidades a priori).



Ilustración 26 Velocidad media del viento en las costas españolas a 80 metros de altura (Fuente: IDAE)

En el mapa anterior aparece la distribución del viento por zonas y colores en función de su velocidad. En azul están las zonas con menor velocidad de viento y a medida que se recorre la gama de colores del cuadro de la izquierda de la imagen anterior la velocidad del viento aumenta, siendo las zonas de color rojo oscuro las que mejor potencial de recurso eólico tendrían.

Las Islas Canarias es donde más potencia se podría instalar: hasta 20.000 MW. En la costa mediterránea existen bastantes zonas aptas para el desarrollo de estas instalaciones, pese a que sus vientos son menos frecuentes e intensos. También es posible encontrar en la zona del golfo de Cádiz áreas a varias millas de la costa con una profundidad en torno a los 50 metros idóneas para estos fines.

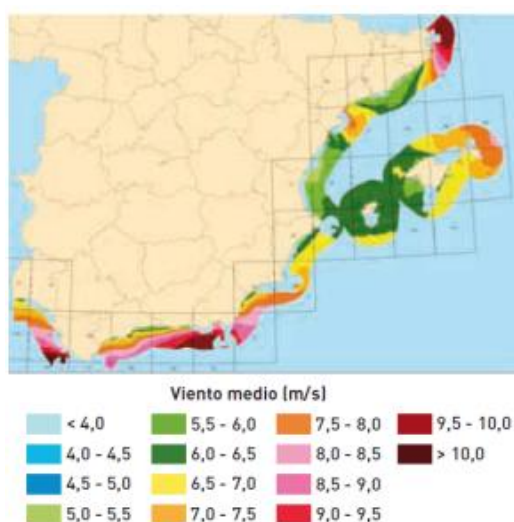


Ilustración 27 Detalle del viento medio anual en el litoral Mediterráneo (Fuente: IDAE)

Por último, en la costa Gallega, donde la profundidad marina es mayor, se pueden encontrar arenales que permitirían la instalación de parques eólicos más reducidos.



Ilustración 28 Detalle del viento medio anual en el litoral Cantábrico (Fuente: IDAE)

El Clúster Marítimo Español, en un informe publicado a finales de 2011 en el que analizaba las oportunidades de negocio de la energía eólica marina en el sector marítimo español, expuso algunos de los puntos fuertes que tiene la eólica marina española a su favor:

- La excelente posición competitiva que tienen las empresas españolas del sector eólico terrestre para conseguir una penetración en el mercado internacional de energía eólica marina.
- El prestigio que el sector marítimo español ha adquirido en los últimos años con su participación en grandes proyectos *offshore* relacionados con la industria del petróleo y el gas (astilleros, ingenierías, etc.).
- La existencia en España de una industria auxiliar cualificada y competitiva, especialmente para los trabajos de construcción de plataformas y torres eólicas de gran volumen, así como en la fabricación de equipos navales.
- Un precio muy competitivo que puede ofertar España en el mercado del norte de Europa, donde los costes son generalmente muy elevados.
- La especial condición de los astilleros de ser la única instalación industrial con salida al mar y con capacidad para construir aerogeneradores.
- La excelente oportunidad para aprovechar las infraestructuras portuarias españolas, especialmente las de la cornisa Cantábrica, que podrían servir de base logística de fabricación, ensamblaje, almacenamiento y transporte para los parques marinos a construir en Francia, Reino Unido, etc.
- La existencia de puertos españoles con áreas para la exportación de torres y turbinas eólicas para el mercado terrestre.

Sin embargo, el hecho de que todavía no se haya apostado de manera firme por este tipo de instalaciones se debe, según el Clúster Marítimo Español, a las siguientes razones:

- El aumento de los costes y dificultades de construcción según el proyecto vaya alejándose de la costa o aumente la profundidad marina, siendo este último uno de los principales argumentos esgrimidos para justificar la nula penetración de la energía eólica marina en España (pues la mayoría de las aguas superan la profundidad máxima económicamente viable en la actualidad: 25 metros).
- Las previsiones de eólica marina en España para 2020 se han reducido sustancialmente en el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, previéndose únicamente 750 MW, frente a los 3.000 MW iniciales señalados en el primer borrador del PER 2011-2020. Francia, un país con un número de kilómetros de costa muy similares a los de España, prevé 6.000 MW para ese mismo periodo.

- La no existencia de un marco regulatorio apropiado: es necesario establecer un marco regulatorio favorable y estable que permita el desarrollo de las energías renovables marinas.
- Lo complicado que son los procedimientos administrativos: es necesario que desde las diferentes administraciones se simplifiquen los procedimientos de autorización administrativa y medioambiental, evitando en muchos casos duplicidades y demoras.
- Las limitaciones técnicas que existen para la evacuación de la energía eólica marina, que deberán ser resueltas para un desarrollo continuado de esta modalidad.
- Ciertos sectores de la opinión pública: es conveniente crear un ambiente favorable en los ciudadanos para la creación de parques eólicos marinos, y contar con el apoyo de los sectores que pudieran presentar un mayor grado de oposición, como el pesquero o el turismo.
- La ausencia de recursos suficientes en materia de investigación y desarrollo (I+D). Se debe impulsar la creación y apoyo a centros de investigación para el desarrollo de nuevas tecnologías, sobretodo en el campo de la eólica en aguas profundas, ya que las características del litoral español requieren del desarrollo de infraestructuras flotantes que permitan la localización de aerogeneradores en aguas profundas.

En España únicamente se ha instalado un prototipo de aerogenerador marino en el puerto de Arinaga, situado en las Islas Canarias (Océano Atlántico). La multinacional española, Gamesa, referente mundial en el mercado eólico con más de 30 GW instalados, completó con éxito la puesta en marcha del primer prototipo de aerogenerador marino G128-5.0 MW a finales del mes de Julio del año 2013. Este aerogenerador se convertía en el mayor de toda España con 154 metros de altura total y una potencia unitaria de 5 MW.



Ilustración 29 Prototipo G128-5.0 MW puerto de Arinaga (Fuente: Gamesa)

4. PRINCIPALES COMPONENTES DE UN PARQUE EÓLICO MARINO

Básicamente, la función de los parques eólicos marinos es evacuar la electricidad producida por los aerogeneradores que lo forman. Para transportar la energía generada hasta la subestación *offshore* es necesario elevar la tensión de, típicamente, 0,69 kV a 20 o 30 kV, para lo cual los aerogeneradores cuentan con un centro de transformación. A partir de la salida de los centros de transformación, las líneas de distribución de media tensión que discurren por debajo del mar, enterradas en el lecho marino, transportan la energía eléctrica hasta la subestación. En la subestación *offshore* se vuelve a aumentar la tensión para evitar pérdidas en el transporte de la electricidad y se conduce a través de cables subacuáticos hasta una subestación situada en tierra.

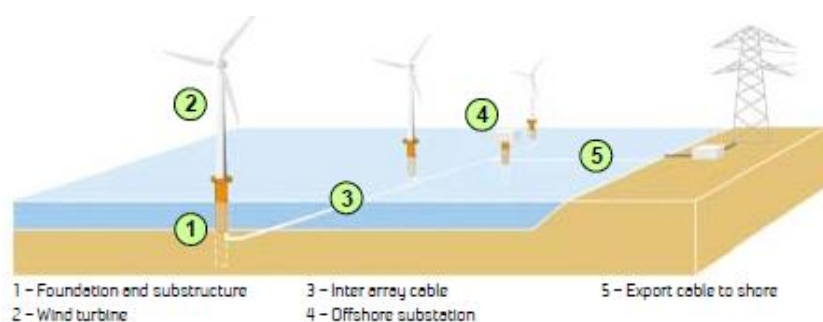


Ilustración 30 Disposición de un parque eólico marino y componentes principales (Fuente: BWEA)

El tamaño medio de los parques eólicos marinos fue de 286 MW en 2012, mientras que en 2013 fue de 482 MW. En la siguiente gráfica se muestra la evolución temporal del tamaño medio de los parques eólicos marinos instalados en las aguas europeas desde 1991:

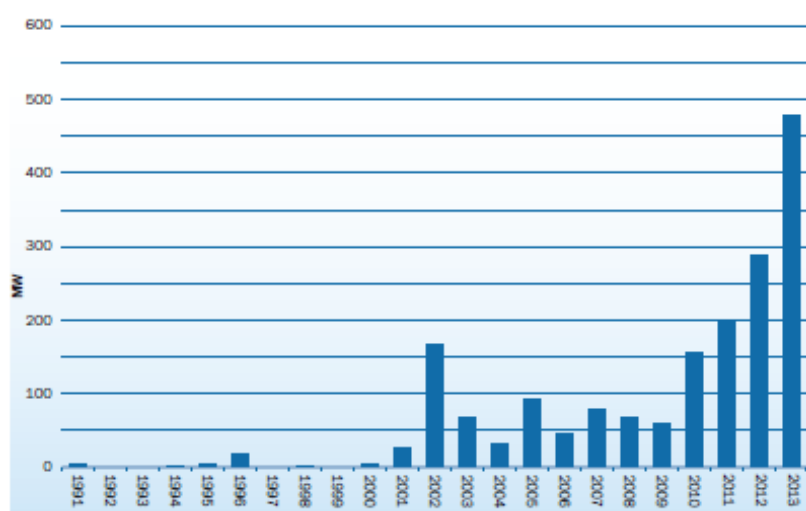


Ilustración 31 Evolución temporal del tamaño medio de los parques eólicos marinos en Europa (Fuente: EWEA)

Con el paso de los años, los parques eólicos marinos se han ido trasladando hacia emplazamientos cada vez más lejanos a tierra, lo cual implica generalmente zonas de elevadas profundidades marinas.

Al final del 2013, la profundidad media de las aguas se situaba en 16 metros, y la distancia media a tierra en 29 kilómetros. Si se tienen en cuenta los proyectos que están en proceso de construcción, aprobados o en fase de planificación, es muy probable que ambos parámetros aumenten en los años venideros.

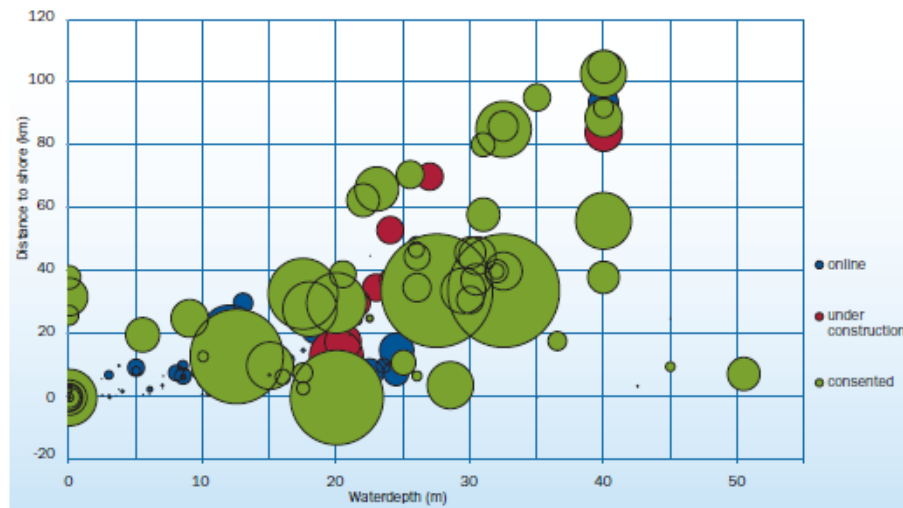


Ilustración 32 Profundidad y distancia a tierra media de parques eólicos marinos (Fuente: EWEA)

En los siguientes apartados de este capítulo se explicará con detalle los principales componentes que forman parte de un parque eólico marino.

4.1. AEROGENERADOR MARINO

La energía eólica, tanto *offshore* como *onshore*, se transforma en energía eléctrica mediante un aerogenerador, que es un generador de electricidad activado por la acción del viento. Un aerogenerador es, por tanto, un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento (turbina eólica).

Existen diferentes tipos de aerogeneradores dependiendo de la potencia, disposición de su eje de rotación, tipo de generador, etc. En este apartado se analizará el aerogenerador más utilizado en la actualidad (eje horizontal) por ser más eficiente.

El término aerogenerador suele utilizarse para denominar al conjunto de los siguientes elementos o componentes: góndola, rotor, torres, y estructuras de soporte. A su vez, estos elementos engloban una serie de subcomponentes que se detallarán a continuación.

En los inicios de la energía eólica marina, los aerogeneradores *offshore* que se instalaban eran muy similares de los que había en tierra, pues las distancias a la costa eran reducidas y las profundidades donde se asentaban eran bajas. Sin embargo, en los últimos años, es habitual encontrarse con aerogeneradores especialmente diseñados para aguantar las condiciones características de este tipo de emplazamientos. El principal reto es la fiabilidad de los aerogeneradores, ya que se ven sometidos a ambientes muy hostiles. Además, los nuevos aerogeneradores marinos tienden a ser de potencias nominales superiores:

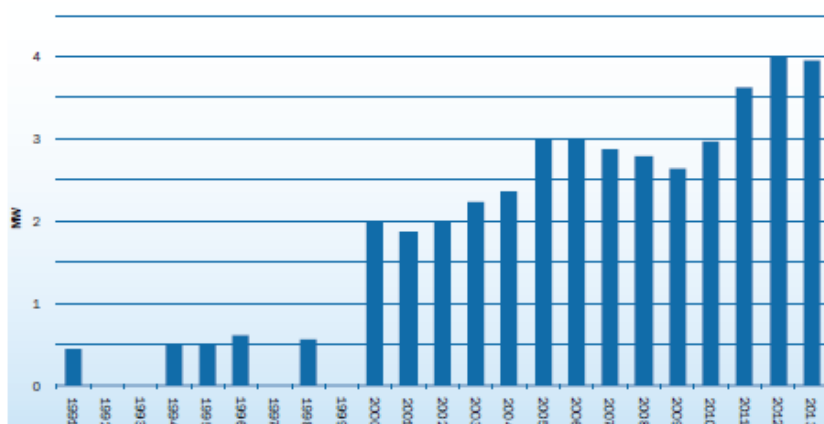


Ilustración 33 Evolución temporal de la potencia unitaria media de los aerogeneradores marinos (Fuente: EWEA)

4.1.1. Principales fabricantes y tendencias

Siemens es el principal suministrador de aerogeneradores a nivel mundial y en Europa. Según datos de la *EWEA*, cuando 2013 finalizó el 60% de los aerogeneradores instalados en aguas europeas habían sido fabricados por *Siemens*. *Vestas* ocupa el segundo lugar con un 23%, seguido de *Senvion (REpower)* con 8%, *BARD* con 6%, *WinWind* y *GE* con 0,8% y 0,5% respectivamente.

El año 2013 no supuso un cambio en la tendencia general de los últimos años, ya que 1.082 MW de los nuevos 1.567 MW fueron aportados por aerogeneradores fabricados por *Siemens*, lo cual supone el 69% de este mercado. En segundo lugar se encuentra *BARD* (240 MW, 15%), seguido de *Vestas* (123 MW, 8%) y *Senvion (REpower)* (111 MW, 7%). Por último, tanto *Alstom* como *Gamesa* instalaron su primer aerogenerador de demostración de 6 MW (0,4%) y 5 MW (0,3%) respectivamente.

La siguiente tabla resume los modelos de aerogeneradores que los fabricantes más destacados en el sector de la eólica marina están instalando actualmente y que instalarán en los próximos años, junto con los datos más relevantes de cada uno de ellos:

MODEL	Nominal capacity/kW	ROTOR		W/m ²
		Dia./m	Swept area/ m ²	
SWT 3,6 - 120	3,600	120	11,310	318
SWT 6 -154	6,000	154	18,626	322
Repower 6M	6,150	126	12,469	493
Repower 6M	6,150	152	18,146	339
Alstom 6 MW	6,000	150	17,671	340
Areva 5 MW	5,000	116	10,568	473
Areva 5 MW	5,000	135	14,314	349
Bard 5 MW	5,000	122	11,690	428

PROTOTYPES IN OPERATION OR PREPARATION				
Samsung 7 MW	7,000	171	22,966	305
Vestas V 164	8,000	164	21,124	379

Ilustración 34 Aerogeneradores *offshore* actuales (2014) por fabricantes (Fuente Anuario BWE)

4.1.2. Componentes

El diseño general de la mayor parte de los aerogeneradores marinos es bastante similar al mostrado en la siguiente imagen:

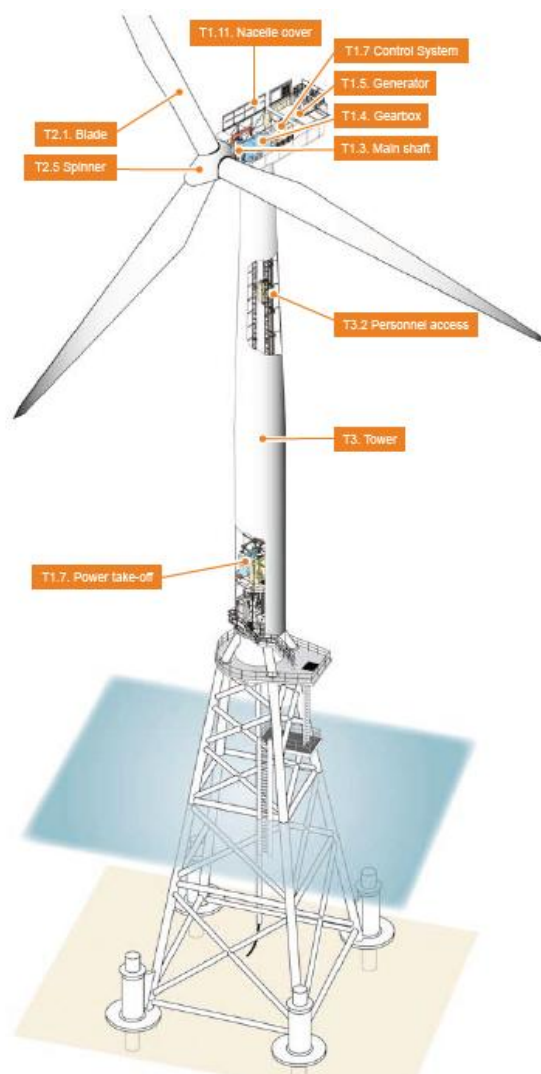


Ilustración 35 Diseño general de un aerogenerador marino (Fuente: Siemens Wind Power y the Crown Estate)

4.1.2.1. Góndola

La góndola (*nacelle* en terminología inglesa) se ubica en lo alto de la torre y contiene los componentes mecánicos y eléctricos más importantes, además de sostener el rotor. Se encuentra unida a la torre por una corona dentada para permitir la orientación del rotor al viento, y al rotor por el eje principal que transmitirá la fuerza del viento a la multiplicadora y al generador sucesivamente.

En la siguiente imagen se puede apreciar la composición tanto interna como externa de la góndola del aerogenerador SWT-2.3-93 de *Siemens* (2,3 MW):

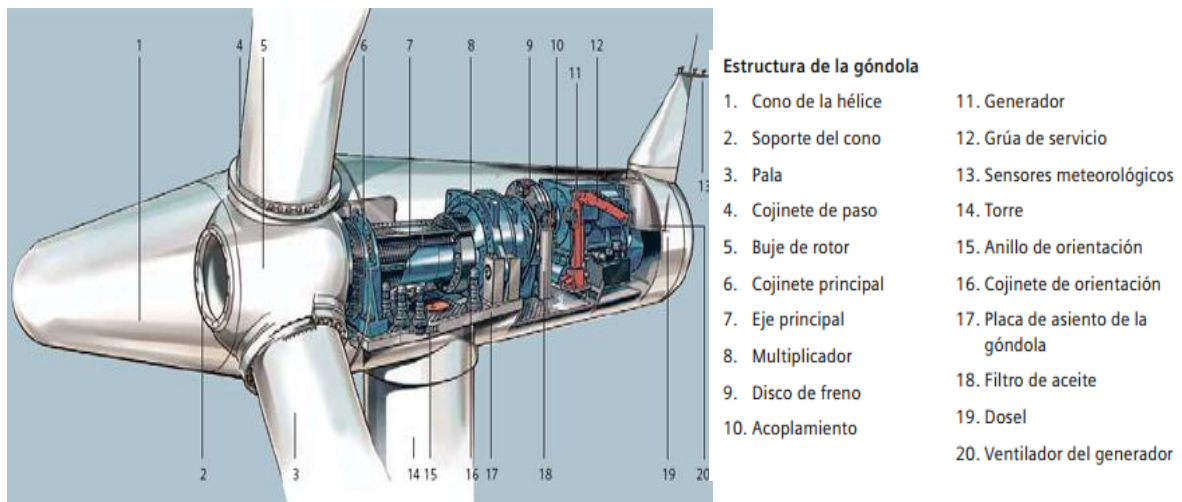


Ilustración 36 Estructura de la góndola del Aerogenerador *Siemens* SWT-2.3-93 (Fuente: *Siemens*)

Sus componentes habituales son:

❖ Placa de asiento de la góndola (*Nacelle bedplate*)

Sostiene el sistema de transmisión de potencia y el resto de componentes de la góndola y transfiere la energía generada por el rotor hacia la torre. Durante el proceso de diseño es importante tener en cuenta características enfocadas al mantenimiento (forma de acceder a componentes críticos).

❖ Cojinete principal (*Main bearing*)

Sostiene el eje principal del rotor. A continuación se puede observar un esquema general de los cojinetes/rodamientos que se pueden encontrar en un aerogenerador *offshore*:

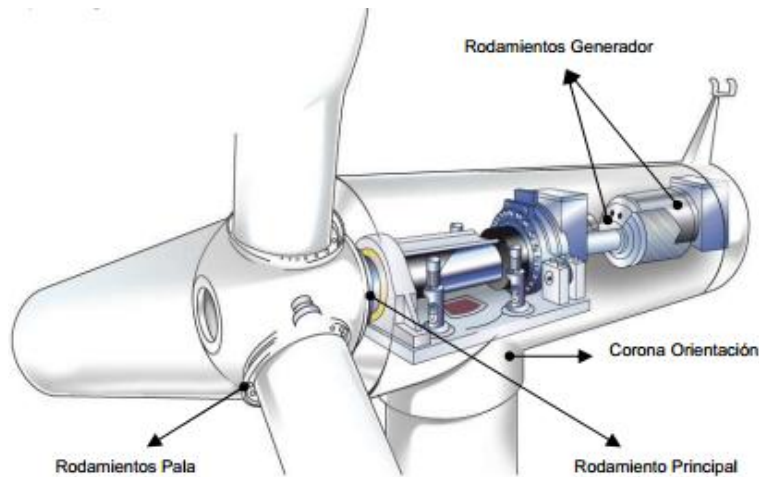


Ilustración 37 Rodamientos en un aerogenerador

❖ Eje principal (*Main shaft*)

Transfiere el par mecánico del rotor a la multiplicadora. Está soportado por dos cojinetes: uno en el lado del rotor (cojinete principal) y el otro en el lado de la multiplicadora.

❖ Multiplicadora (*Gearbox*)

Convierte el par del rotor que se genera a una velocidad de entre 5 y 15 rpm hasta una velocidad alrededor de 1500 rpm para que la conversión de energía eléctrica que tiene lugar en el generador sea lo más eficiente posible. En algunos diseños, el conjunto multiplicadora-generador de alta velocidad ha sido sustituido por un sistema de transmisión de baja velocidad (sin necesidad de tener una multiplicadora). La ventaja del sistema de transmisión de alta velocidad es el menor tamaño y peso del generador, y la del sistema de transmisión de baja velocidad es el ahorro al no tener que montar una multiplicadora.

❖ Generador

Convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Durante los últimos 10 años, la mayoría de aerogeneradores marinos han usado generadores asíncronos doblemente alimentados. También se han utilizado generadores síncronos de imanes permanentes.

Generalmente, los generadores funcionan a velocidad variable con conexiones vía convertidores AC-DC-AC.

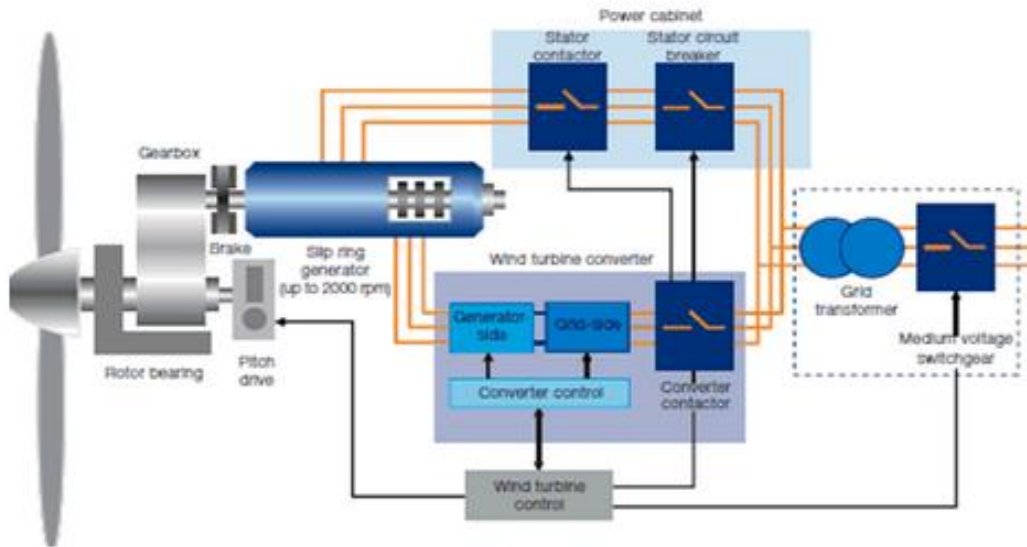


Ilustración 38 Tipología del generador asíncrono doblemente alimentado (Fuente: ABB)

❖ Transferencia de potencia (Sistema de conversión de potencia)

Recibe la energía eléctrica del generador y ajusta la tensión y la frecuencia para, a continuación, transferirla al sistema de distribución del parque eólico. Está formado por el convertidor de potencia, el transformador de baja a media tensión, las celdas de media tensión y los cables.

La potencia eléctrica a la salida del generador generalmente es de baja tensión (aproximadamente 0,69 kV) y debe convertirse a media tensión (33 kV típicamente) a través de un transformador para reducir las pérdidas de transmisión en la red de distribución de media tensión. El transformador se puede instalar en la góndola o en la base de la torre.

Los cables eléctricos de conexión entre la góndola y la base de la torre forman un anillo por debajo de la propia góndola con el fin de permitir el movimiento de orientación. Estos cables deben tener una longitud que permita al aerogenerador efectuar hasta tres giros completos para la alineación.

❖ Sistema de control

Constituye el “cerebro” del aerogenerador y tiene dos importantes cometidos: el primero es el aprovechamiento máximo de la fuerza del viento mediante la orientación del rotor, el segundo es la protección del aerogenerador ante velocidades de viento que podrían dañar la instalación a través de la lógica de control que regula los procedimientos de arranque y parada de la turbina para garantizar su funcionamiento dentro de determinados parámetros preestablecidos.

Para conseguir la orientación óptima del aerogenerador cuenta con equipos anemométricos y de medida de la dirección del viento instalados sobre la góndola. Los datos recogidos pasan al ordenador de control que según un algoritmo determinado decidirá cómo deberá mover la góndola gracias al sistema de corona dentada y motor de giro instalados en la base de la góndola en su unión con la torre.

En los casos en los que el viento ha superado su velocidad nominal de trabajo, en la que se alcanza la máxima potencia, y llega a la velocidad de parada, existen dos métodos de control para evitar que puedan producirse daños: control activo o pasivo.

En el método de control activo (*pitch controlled*) las palas giran el perfil enfrentado al viento cambiando su aerodinámica de forma hidráulica (actuadores hidráulicos) o eléctrica (motores eléctricos), siendo la diferencia entre ambas formas mínima. De esta manera, mediante el cambio de ángulo de la pala, aprovechan en menor medida el viento en los momentos en los que la velocidad del viento es mayor a la velocidad óptima para la que están diseñadas. Es el método más caro pero también es el que ofrece un mejor control.

En el método de control pasivo (*stall controlled*) las palas permanecen en un ángulo fijo en todo momento. En su lugar, se diseñan las palas de tal manera que para velocidades demasiado elevadas de viento se producen turbulencias en la parte de la pala de baja presión, por lo que la diferencia de presiones entre un lado y otro de la pala disminuye la velocidad. Este método de control es mucho más económico, pero menos exacto y eficiente que el activo.

El sistema de control permite un funcionamiento independiente para cada turbina. De esta manera, cada máquina puede arrancar y parar en respuesta a cambios en las condiciones del viento, por ejemplo.

La lógica de control generalmente se programa en un *PLC*. Además, el sistema de control también está formado por los paneles de control, los sensores y los sistemas de protección y seccionamiento.

Permite supervisar el estado de los componentes (mecánicos y eléctricos) de la turbina, y controlar la potencia activa y el flujo de cargas con el fin de optimizar la vida del aerogenerador y la generación de ingresos, mientras que se cumplen los requerimientos impuestos externamente (peticiones del operador de red, por ejemplo).

El sistema de control lleva a cabo comprobaciones periódicas del estado del aerogenerador a través de cientos de sensores dispuestos en los componentes y subsistemas críticos o que resulten de interés, y provee de información periódica al sistema *SCADA* (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

❖ Sistema de orientación (*Yaw system*)

Sirve para orientar la góndola en dirección perpendicular al viento durante el funcionamiento del aerogenerador, y está formado por motores eléctricos de orientación (y sus reductoras), frenos y sensores.

El sistema de orientación de un aerogenerador *offshore* típicamente consta de entre 6 y 8 motores eléctricos montados en la placa de asiento de la góndola, actuando sobre el anillo interno dentado del cojinete de orientación.

Para evitar variaciones constantes en la carga, se colocan una serie de frenos hidráulicos (alrededor de 10) para mantener el cojinete de orientación en posición, excepto cuando es necesario realizar algún movimiento. Incluso durante el movimiento dichos frenos actúan a modo de amortiguador. Además, este sistema cuenta con sensores que miden la posición de la góndola.

❖ Cojinete de orientación (*Yaw bearing*)

Conecta la góndola y la torre, permitiendo al sistema de orientación el movimiento de la góndola para orientarla en dirección perpendicular al viento durante el funcionamiento.

❖ Freno mecánico

Casi todos los aerogeneradores incorporan frenos mecánicos a lo largo del eje de transmisión como complemento al freno aerodinámico. Actúan para impedir que el rotor gire cuando el aerogenerador está fuera de servicio y para detener el rotor en condiciones meteorológicas adversas. Habitualmente se utilizan frenos de disco, cuyo funcionamiento consiste en que unas pinzas accionadas hidráulicamente aprieten unas zapatas contra un disco metálico que está fijado al eje que debe frenarse, creando un par de frenado que se opone al par motor. En la siguiente imagen se puede apreciar el esquema general de funcionamiento de este tipo de frenos:

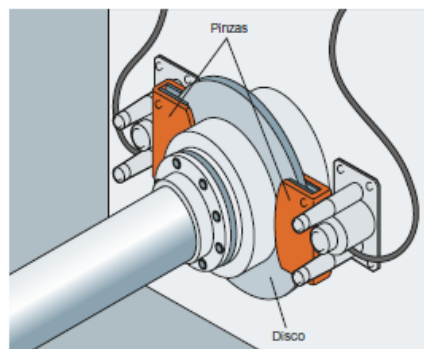


Ilustración 39 Esquema de funcionamiento del freno mecánico (Fuente: ABB)

❖ Sistemas auxiliares de la góndola

Los principales sistemas auxiliares que se instalan en el interior de la góndola incluyen: a) grúa de servicio interno para actividades de mantenimiento (capacidad de hasta 6 toneladas); b) sistema de bloqueo del rotor; c) sistema de protección contra el fuego; d) sistema de alimentación ininterrumpida (*UPS*); e) dispositivo hidráulico para la lubricación de la multiplicadora o de los demás componentes mecánicos; f) intercambiadores de calor para la refrigeración del aceite y del aerogenerador, que incluyen bombas y ventiladores.

Además, en la parte superior de la góndola se instalan anemómetros y veletas para el control del aerogenerador, luces de señalización para los aviones y una posible plataforma para el aterrizaje de helicópteros.

Por último, para mejorar la fiabilidad de los aerogeneradores se utilizan diferentes sensores que monitorizan el estado de distintos componentes y avisan de posibles fallos que exijan operaciones de mantenimiento.

❖ Carcasa de la góndola

Dota a los componentes de la góndola de protección. De esta manera, dichos componentes no se encuentran a la intemperie. También sirve de apoyo a componentes externos como los equipos de medida de viento y dispositivos de protección contra rayos. El diseño de la carcasa debe tener en cuenta ciertos requisitos para la fase de operación y mantenimiento, ya que debe facilitar la sustitución de componentes que se encuentran en el interior de la góndola a través de escotillas o aberturas con bisagras en el techo, por el lateral o por debajo.

❖ Gestión del Mantenimiento Asistido por Ordenador, GMAO (*Condition Monitoring System, CMS*):

El objetivo general de un sistema de información para la gestión del mantenimiento es proporcionar a la dirección correspondiente, el medio de análisis para la optimización de la gestión y ayuda a la toma de decisiones estratégicas, tácticas y operativas.

Como objetivos particulares se pueden destacar:

- Facilitar la programación de las tareas de mantenimiento
- Ayudar a planificar el aprovisionamiento de los recursos necesarios para el mantenimiento
- Optimización de los recursos
- Producir informes sobre el estado de la instalación atendiendo a un conjunto de indicadores

4.1.2.2. Rotor

El rotor utiliza la energía cinética procedente del viento para convertirla en energía rotacional que suministra al sistema de transmisión de potencia. Actualmente, la amplia mayoría de aerogeneradores son de eje horizontal de tres palas. Sin embargo, los diseños de dos palas están presentes en multitud de proyectos de investigación y desarrollo y se cree que pueden ser más adecuados para el uso de energía eólica marina.

Las palas están conectadas al sistema de transmisión de potencia a través del buje. En todos los aerogeneradores *offshore* las palas están montadas sobre rodamientos/cojinetes para permitir un ajuste del ángulo *pitch*.

Un rotor típico de 5 MW tiene una masa de entre 90 y 150 toneladas, y su diámetro oscila entre los 120 y 140 metros. No hay límites significativos en cuanto al tamaño del rotor de los aerogeneradores *offshore*.

Sus componentes habituales son:

❖ Palas (*Blades*)

Son los componentes que interactúan con el viento, por lo que se diseñan con un perfil que maximice su eficiencia aerodinámica. Captura la energía del viento y transfiere el par y otras cargas no deseadas al sistema de transmisión de potencia y al resto del aerogenerador.

Están fabricadas con materiales de gran resistencia estructural y a la fatiga: típicamente fibra de vidrio y resinas epoxis, aunque existen variaciones de diseño como el uso de fibra de carbono o de resinas de poliéster.

Para el diseño se estudia la fatiga y las cargas extremas a las que se ve sometida cada región de la pala debido fundamentalmente a las condiciones de trabajo que tienen: aerodinámica cíclicamente variable y carga gravitacional invertible.

❖ Bujes (*Hub*)

Es la pieza de unión entre las palas y el eje principal, y por tanto el transmisor de la fuerza del viento al interior de la góndola.

La unión al eje debe ser de forma rígida, mientras que la unión a las palas debe ser rígida en el caso de aerogeneradores de tres palas y en el caso de aerogeneradores bipala es necesario que se permita una ligera oscilación de hasta tres grados respecto al plano normal del eje de rotación. Además, el buje incluye los mecanismos de regulación del ángulo de paso.

❖ Cojinetes de palas

Permite ensamblar el conjunto buje-palas a la góndola, además de permitir el ajuste del ángulo de paso de palas (ángulo *pitch*).

❖ Nariz (*Spinner*)

Es un elemento aerodinámico que se sitúa en frente de la dirección del viento sobresaliendo de la zona de unión entre las palas y el buje. Su misión consiste en redireccionar el viento de la parte frontal del rotor a los respiraderos de la góndola y, al mismo tiempo, evitar turbulencias en la parte frontal del rotor.

4.1.2.3. Torre

La torre es una estructura típicamente tubular que sirve de apoyo y soporte a la góndola. Su función también es la de permitir el acceso a la góndola para llevar a cabo la mayoría de las actividades de mantenimiento. Generalmente, la torre cuenta con escaleras internas y, cuando el aerogenerador tiene una altura considerable, también se instala un ascensor. La siguiente imagen muestra el interior de una torre, y se pueden ver tanto las escaleras como el ascensor:

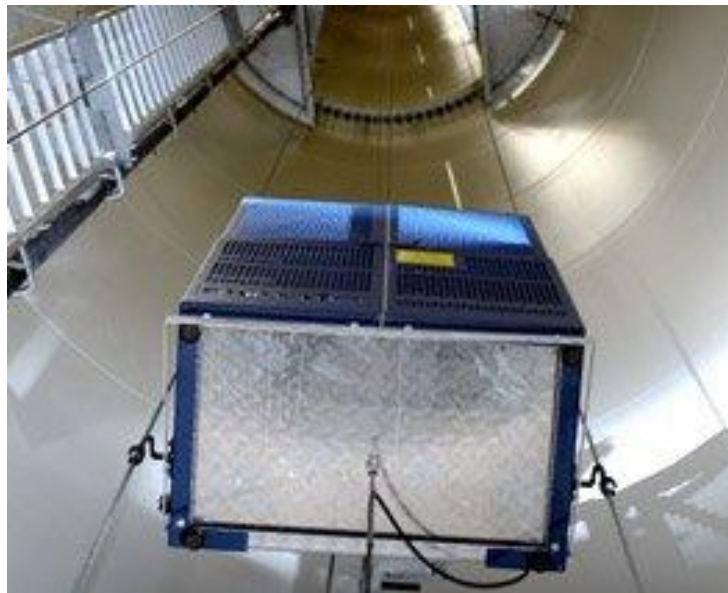


Ilustración 40 Escaleras internas y ascensor de una torre de aerogenerador (Fuente: *Avanti*)

Generalmente las torres tienen las siguientes características:

- Tamaño suele rondar los 80 metros de altura
- Diámetro de la parte superior de la torre es de entre 4 y 5 metros
- Diámetro de la base es de 6 metros

- Puerta de acceso en la base
- Iluminación interna para la seguridad del personal tanto al acceder como al realizar trabajos en el interior
- Panel de control en la base de la torre con el fin de facilitar el control *onsite* de la turbina. De esta manera el personal de mantenimiento no tendrá que escalar hasta la parte superior del aerogenerador
- Si el transformador se encuentra en la base de la torre, es necesario un sistema de aire acondicionado local para proteger este equipo

4.1.2.4. Estructuras de soporte

Se entiende por estructura de soporte el conjunto subestructura-cimentación, siendo la cimentación el componente estructural y geotécnico de la estructura de soporte del aerogenerador, la cual permite la fijación al fondo del mar.

Las estructuras de soporte representan una parte significativa de costes de la energía eólica *offshore*. Según datos de la *EWEA*, la estructura de soporte para aguas de 25 metros de profundidad representa el 25% de los costes de inversión en un aerogenerador de 5 MW y hasta el 34% en uno de 2 MW. Por lo tanto, la investigación y el desarrollo de nuevos diseños y la mejora de los procesos de fabricación de este tipo de estructuras podrían permitir alcanzar una reducción de costes que sería clave para que los parques eólicos marinos superasen la frontera económica marcada por la línea de costa.

Las estructuras de soporte y para los aerogeneradores marinos y, en especial, las subestructuras, presentan una amplia gama de posibilidades:

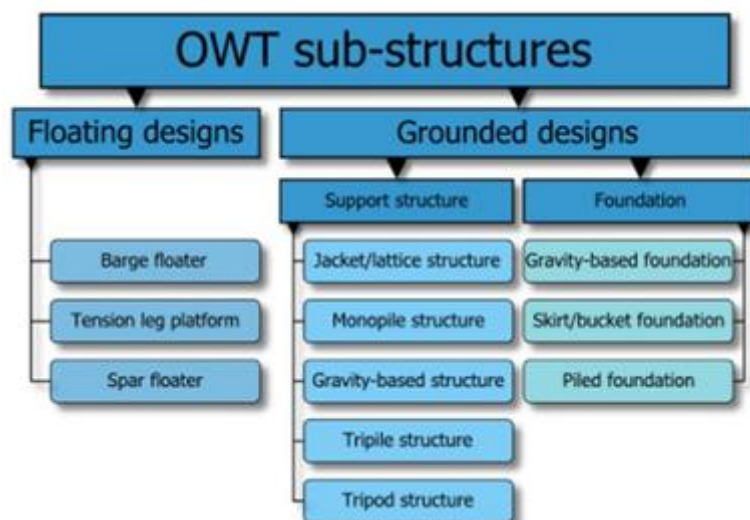


Ilustración 41 Subestructuras de aerogeneradores eólicos marinos (Fuente: 4COffshore)

El diseño y la elección de la estructura de soporte han de considerar una serie de cuestiones con el fin de adoptar la solución más apropiada en función de los requerimientos y condiciones existentes. Estos factores, que dependerán de las características del proyecto y del entorno externo en el que se encuentra el emplazamiento, incluyen pero no se limitan a:

- Profundidad del agua
- Masa que tiene que sostener
- Fuerzas a las que va a estar sometida la estructura
- Variables específicas de la ubicación como: viento, oleaje o corrientes marinas
- Geología del lecho marino y de los suelos
- Movimiento de sedimentos
- Impacto medioambiental
- Requisitos de construcción e instalación
- Gastos de capital (*Capital Expenditures, CAPEX*) y operacionales (*Operational Expenditures, OPEX*)
- Requisitos de desmantelamiento
- Materiales necesarios

Fundamentalmente, las estructuras de soporte pueden ser clasificadas en: diseños fijos o diseños flotantes.

4.1.2.4.1. Diseños fijos para aguas poco profundas

El primer impulso de la eólica marina ha tenido lugar en aguas con profundidades comprendidas entre los 6 y los 18 metros, y relativamente cercanas a la costa, en las que ha sido posible adaptar las estructuras y materiales existentes en tierra. Estos diseños se han basado en técnicas monopilote y de gravedad. Estos dos tipos de cimentaciones se han llegado a instalar incluso hasta los 30 metros de profundidad del lecho marino.

❖ Estructura monopilote

Los soportes monopilotes son tubos cilíndricos de acero (pilotes) que se introducen en el lecho marino para permitir que los módulos del aerogenerador o de la subestación se apoyen sobre ellos, ya sea de forma directa o a través de una pieza de transición.

La pieza de transición es un elemento que se coloca en la parte superior del monopilote y cumple con las siguientes funciones:

- Conectar y nivelar la torre con la cimentación a través de una brida
- Permitir acceso al aerogenerador o subestación a través de escaleras

- Facilitar las operaciones de mantenimiento gracias a la plataforma
- Servir de elemento de seguridad para evitar que los barcos colisionen al acercarse a las estructuras marinas gracias a su característico color amarillo que les hace claramente visible

En la siguiente imagen se puede ver la estructura general y las partes que habitualmente componen este tipo de estructuras de soporte:

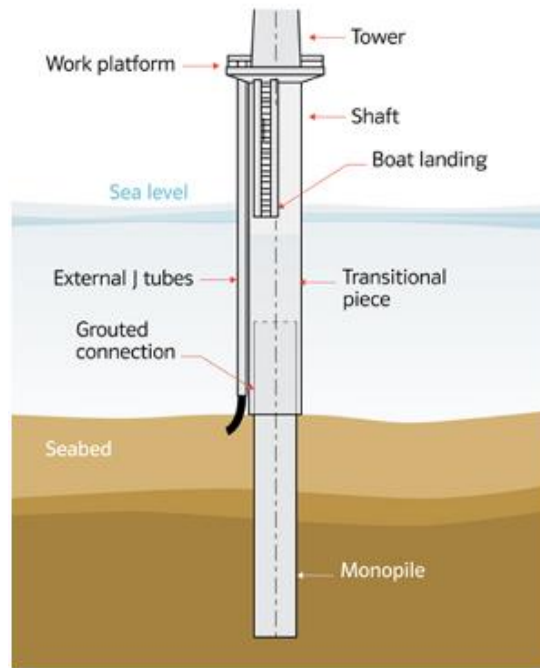


Ilustración 42 Estructura general del soporte de tipo monopilote (Fuente: 4COffshore)

Este tipo de estructura es muy adecuada para aguas con suelos firmes y de baja o media profundidad, debido a lo sencillo que resulta su instalación en comparación con otros tipos de estructuras. En concreto, el rango de profundidad del lecho marino es de 0 a 30 metros, ya que presenta un comportamiento inestable cuando se sitúan en aguas de mayor profundidad. Además la profundidad hasta la que penetra el pilote es ajustable para adecuarse a las condiciones medioambientales y del lecho marino.

Estas estructuras presentan una serie de inconvenientes: enormes esfuerzos de flexión en la base de la torre a medida que la altura de la torre aumenta, difícil manejo de las mismas por su gran longitud, necesidad de grúas especiales, y necesidad de pre-excavación del agujero donde van a ser instaladas.

El diámetro de dichos pilotes viene determinado por la profundidad de las aguas y por la potencia máxima de los aerogeneradores, y puede llegar a ser de 6 metros. Su peso puede alcanzar las 650 toneladas y su altura los 68 metros. Por su parte, la pieza de transición puede medir alrededor de los 28 metros de altura y pesar 345 toneladas.

Las siguientes imágenes corresponden a un grupo de aerogeneradores y a la subestación del parque eólico marino de *London Array*, situado a 20 kilómetros de la costa, en el sureste de Inglaterra. Esta instalación está compuesta por 175 aerogeneradores *Siemens* de 3,6 MW, lo que supone una potencia total de 630 MW; y por 2 subestaciones 33/150 kV. La estructura de soporte de las 175 máquinas y de las 2 subestaciones es de tipo monopilote, dado que el rango de profundidad máxima de las aguas de la zona es de 25 metros:



Ilustración 43 Estructuras de soporte de un grupo de aerogeneradores y subestación del parque eólico *London Array* (Fuente: *London Array web*)

❖ Estructura por gravedad

Las estructuras de soporte por gravedad tienen una cimentación formada por cajones o zapatas de hormigón, de forma cilíndrica o cónica, que se montan en un área preparada en el lecho marino. Esta cimentación es la más semejante a la utilizada en las turbinas instaladas en tierra.

Pueden ser construidas con o sin pequeños faldones de acero u hormigón. Una vez que se encuentran en la posición correcta de montaje, la base de la estructura se rellena con lastre (arena, hormigón, roca o hierro) para conseguir el efecto gravitacional necesario.

El diseño incluye un eje central de acero u hormigón para la transición a la torre de la turbina eólica. La estructura ha de tener una base plana y, dependiendo de las condiciones del lugar en el que se encuentre, requerirá alguna forma de protección contra la erosión.

En general, estas estructuras están diseñadas para evitar tensiones entre la base de la estructura de soporte y el lecho marino. Esto se consigue proporcionando suficientes

cargas muertas de tal manera que la estructura mantenga su estabilidad en todas las condiciones ambientales únicamente por medio de su propia gravedad.

A continuación se muestra la comparación general típica de la estructura de soporte por gravedad:

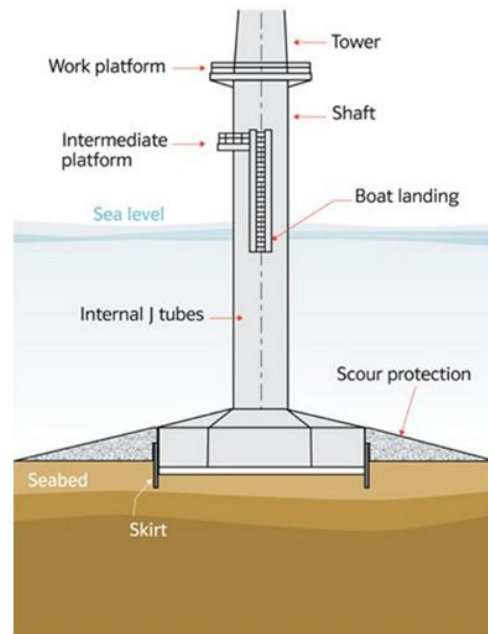


Ilustración 44 Estructura general del soporte por gravedad (Fuente: 4COffshore)

Las estructuras de soporte por gravedad son generalmente competitivas cuando las cargas ambientales son relativamente modestas y el lastre puede ser obtenido de manera relativamente sencilla y a un coste asequible. Esto suele suceder para profundidades no mayores de 30 metros.

Las dimensiones aumentan proporcionalmente con la potencia de los aerogeneradores, el oleaje y la profundidad del agua. Son adecuadas para todo tipo de suelos marinos, siempre y cuando estén sobre una plataforma continental.

El uso de estas estructuras resulta interesante debido a la sencillez de los procesos de transporte e instalación (no hay que penetrar el suelo para poder implantar la estructura). Además, los precios del hormigón son más estables y bajos que los del acero, y el hormigón conlleva menores requisitos de mantenimiento.

Por el contrario, el uso de estas estructuras está restringido a aguas de poca profundidad, ya que en aguas profundas el peso necesario para contrarrestar los esfuerzos que sufre la torre aumenta, por lo que se incrementan los costes de manera considerable.

A continuación se pueden ver dos fotografías del parque eólico marino *Rødsand 2*, situado en Dinamarca. Está formado por 90 aerogeneradores de 2,3 MW de *Siemens*, y una subestación 33/132 kV con dos transformadores. Al estar localizado en una zona donde la profundidad del agua máxima es de 12 metros, y la distancia a la costa es de aproximadamente 9 kilómetros, tanto los aerogeneradores como la subestación tienen una estructura de soporte de tipo gravitacional:



Ilustración 45 Estructura de soporte de los aerogeneradores del parque eólico *Rødsand 2* (Fuente: *E.ON web*)



Ilustración 46 Estructura de soporte de la subestación del parque eólico *Rødsand 2* (Fuente: *E.ON web*)

4.1.2.4.2. Diseños fijos para aguas de profundidad intermedia

Conforme ha ido avanzando el desarrollo de la energía eólica marina, han surgido nuevas necesidades. La necesidad más destacable está relacionada con la ubicación de parques eólicos marinos en nuevos emplazamientos más alejados de la costa, donde el aprovechamiento del recurso eólico es mayor como ya se ha mencionado anteriormente.

Sin embargo, las técnicas terrestres de monopilote y gravedad no son adaptables a los emplazamientos de mayor profundidad, dado que a medida que la profundidad del

fondo marino aumenta, las fuerzas a las que se ve sometida toda la estructura (aerogenerador o subestación más estructura de soporte) son mucho más intensas y acusadas. Debido a esto, surge la necesidad de investigar nuevas estructuras de soporte y materiales para superar los problemas que existen en aguas de más de 30 metros de profundidad.

Aparece entonces una segunda generación de estructuras de apoyo fijas basada en disposiciones multipata.

❖ Estructura trípode

El principio de diseño de las estructuras trípode consiste en tres “patas” que actúan como pilotes y que se reparten los esfuerzos que se transfieren desde la torre que está colocada sobre el trípode. Los pilotes se instalan en cada posición de la “pata” para anclar el trípode al fondo del mar.

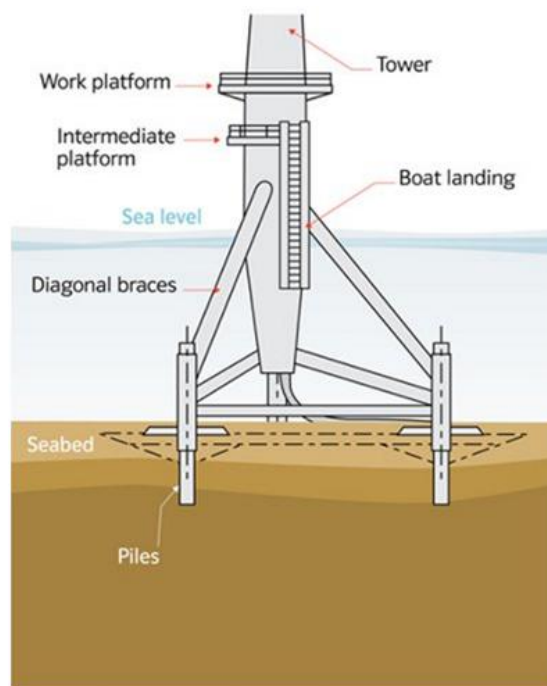


Ilustración 47 Estructura general del soporte trípode (Fuente: 4COffshore)

Las estructuras trípodes requieren un lecho marino firme donde introducir los micropilotes, pero no necesitan un acondicionamiento específico del suelo marino. La estructura es de acero, y sus dimensiones de base y la profundidad a penetrar en el lecho marino se ajustan a las condiciones del suelo y medioambientales. Los diámetros de estos pequeños pilotes de acero son típicamente de 0,9 metros, y la profundidad a la que se suelen introducir varía en un rango de entre 10 y 20 metros. Las dimensiones también aumentan proporcionalmente con la potencia de las turbinas, oleaje y

profundidad. Su rango de utilización es de entre 20 y 50 metros de profundidad del fondo marino.

Se trata de estructuras de gran rigidez, estabilidad, versatilidad, y que normalmente no sufren problemas de erosión. No necesitan piezas de transiciones separadas de la estructura de soporte, sino que los accesorios se pueden conectar directamente a la estructura de soporte del trípode.

En contrapunto, los costes de construcción e instalación son muy elevados.

Hasta el momento, este tipo de estructuras sólo han sido utilizadas en el parque eólico marino *Alpha Ventus*. También se va a utilizar en dos parques eólicos que están en proceso de construcción: *Borkum Phase 1* y *Global Tech I*.

A finales de 2009, se puso en marcha en el Mar del Norte el primer parque eólico marino de Alemania, *Alpha Ventus*. Este parque está compuesto por 12 aerogeneradores de 5 MW, 6 de los cuales están soportados por estructuras de tipo trípode, y los 6 restantes por estructuras de tipo *jacket*.

En la siguiente imagen aparece una de las estructuras trípode durante el proceso de montaje:



Ilustración 48 Proceso de montaje estructura trípode de *Alpha Ventus* (Fuente: OWT web)

En la imagen de abajo aparecen un conjunto de aerogeneradores del parque eólico de *Alpha Ventus*:



Ilustración 49 Aerogeneradores con estructura de soporte trípode en *Alpha Ventus* (Fuente: *Alpha Ventus web*)

❖ Estructura *jacket* o de celosía

El origen de estas estructuras reside en la industria del petróleo y gas, donde se utilizaba, por ejemplo, para la extracción de crudo en zonas marinas de gran profundidad. Consiste en cuatro columnas interconectadas triangularmente que se anclan al lecho marino mediante sistemas de pilotaje. La profundidad de los pilotes dependerá de las condiciones de la zona, ya que de ella depende la estabilidad de la estructura. La composición típica de las estructuras *jacket* es la siguiente:

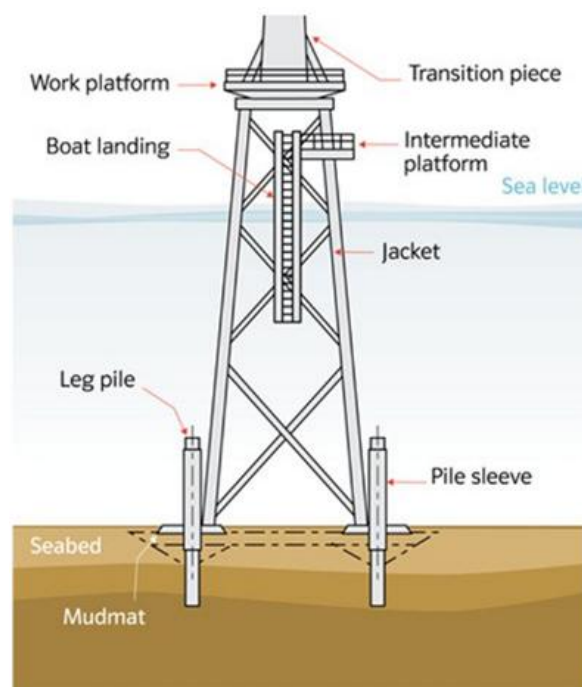


Ilustración 50 Estructura general del soporte *jacket* (Fuente: *4COffshore*)

Las ventajas más destacables son su ligereza (comparada con el resto de estructuras de soporte), y que se pueden instalar en aguas de hasta 60 metros de profundidad. Además, las cargas provocadas por el oleaje le afectan menos, debido a que la superficie que hace frente al movimiento de las olas es menor que en otras estructuras.

Sin embargo, sus costes de fabricación, instalación y mantenimiento son muy elevados, y las actividades de transporte son difíciles y caras.

Se utiliza en los casos en los que la implantación de una estructura de tipo trípode resulta inviable, dado que el coste de fabricación e instalación de las estructuras *jacket* es muy elevado. Sin embargo, tiene un amplio margen de reducción de costes a través del aprovechamiento de las economías de escala.

Como ya se comentó en las estructuras trípode, el parque eólico de *Alpha Ventus* instaló 6 aerogeneradores sobre estructuras de soporte de tipo *jacket*, además de la subestación. En las siguientes fotografías aparecen un aerogenerador (en primer plano, ya que los de detrás son de tipo trípode) y la subestación de dicho parque eólico:



Ilustración 51 Aerogenerador con estructura de soporte *jacket* (Fuente: *Alpha Ventus*)

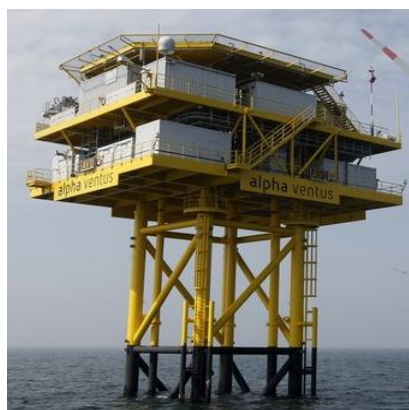


Ilustración 52 Subestación con estructura de soporte *jacket* (Fuente: *Alpha Ventus*)

❖ Estructura tripilote

Estas estructuras están basadas en el mismo concepto que las de tipo trípode, ya que persigue mejorar el modelo de cimentación por monopilote para profundidades del entorno de los 50 metros. Consiste en instalar tres pilotes paralelos que se unen, a través de la pieza de transición, en la base de la torre por encima del nivel del mar. Aportan mucha estabilidad, pero requieren de una gran cantidad de acero, lo cual incrementa los costes. No obstante, la unión con la torre resulta más sencilla que la del sistema trípode.

Este tipo de estructuras de soporte sólo se encuentran instaladas en el parque eólico *BARD Offshore 1* en Alemania. Este parque está formado por 80 aerogeneradores modelo *BARD 5.0 MW*, soportados por estructuras de tipo tripilote:



Ilustración 53 Aerogeneradores parque *BARD Offshore 1* (Fuente: *BARD*)



Ilustración 54 Estructura tripilote en puerto (Fuente: *BARD*)

4.1.2.4.3. Diseños flotantes para aguas de grandes profundidades

Estos conceptos de soportes flotantes surgen de la necesidad de resolver los problemas que entrañan la colocación de instalaciones marinas en aguas profundas, donde las estructuras de apoyo fijas no son viables ni técnica ni económicamente. La intensificación en el desarrollo de los mismos está fundamentada en la actual tendencia a colocar los parques eólicos marinos en zonas cada vez más alejadas de la costa, donde las profundidades son mayores. Se estima que a partir de 50 metros de profundidad estas estructuras podrían resultar más interesantes económicamente que las clásicas.

La estructura debe, por un lado proporcionar suficiente flotabilidad para soportar el peso de la turbina, y por otro restringir los movimientos de cabeceo, balanceo y oscilación vertical a unos límites aceptables.

Las ventajas de las estructuras flotantes son:

- Amplía de manera importantísima los potenciales lugares de ubicación
- Reduce el impacto visual
- Existe un amplio número de conceptos diferentes
- En profundidades intermedias los costes podrían llegar a ser semejantes a los de estructuras fijas
- Mayor flexibilidad en el proceso constructivo y de instalación
- Proceso de desinstalación más sencillo

El concepto de aerogenerador flotante ha existido desde principios de 1970, pero no fue hasta la mitad de la década de los 90 cuando la industria de la energía eólica marina comenzó a llevar a cabo investigaciones de forma más intensa, dedicando más tiempo y más recursos.

En 2008, *Blue H technologies* instaló el primer prototipo de aerogenerador flotante en la costa italiana. Este prototipo tenía una potencia unitaria de 80 kW y después de un año de pruebas fue desmantelado.

En la actualidad, existen numerosas configuraciones de plataformas flotantes de soporte a turbinas eólicas en el mar. En realidad todas ellas se basan en la variación de los sistemas de amarre existentes, tanques, y las opciones de lastre que se utilizan en el sector del petróleo y gas.

Se pueden clasificar las estructuras flotantes de soporte de aerogeneradores en tres tipos principales, atendiendo al sistema de estabilización que emplean (si bien es importante remarcar que ninguna estructura consigue la estabilidad por uno de los conceptos de forma pura, sino como combinación de ellos):

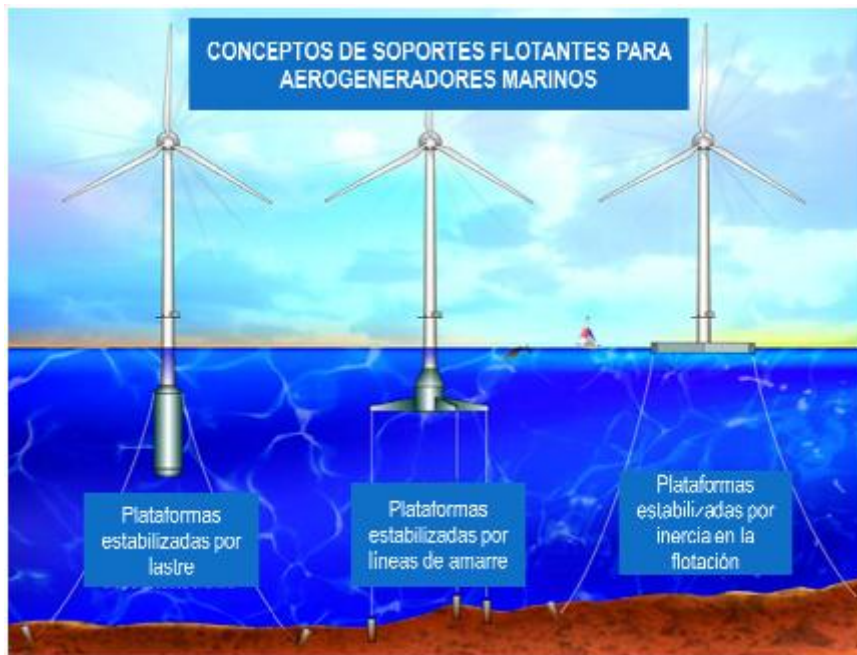


Ilustración 55 Conceptos de estructuras flotantes (Fuente: NREL)

❖ Plataformas estabilizadas por lastre (SPAR)

Las boyas de tipo *SPAR* están formadas básicamente por un cuerpo cilíndrico con una relación entre su altura y su diámetro considerablemente grande.

Son plataformas que logran la estabilidad mediante el uso de lastre en la parte baja de la boya, consiguiendo que el centro de masas se desplace lo más abajo posible. Este lastre crea una alta resistencia inercial al cabeceo y balanceo. La forma alargada sirve para minimizar el movimiento de oscilación vertical debido a la acción de las olas.

Estas boyas podrán estar amarradas y fijadas al fondo marino mediante líneas de catenaria o bien por líneas tensionadas, si bien generalmente se emplean líneas de catenaria y anclas de arrastre.

Según la *EWEA*, son aptas para profundidades marinas de entre 120 y 700 metros.

En 2009, *Statoil* instaló y conectó a la red el primer aerogenerador flotante a gran escala. Fue en *Hywind* (Noruega) y se trató de un aerogenerador de tipo *SPAR* de 2,3 MW de *Siemens*. Este aerogenerador está situado a 10 kilómetros de la costa, en una zona donde la profundidad del mar es de 200 metros.

Los resultados ofrecidos por este aerogenerador fueron satisfactorios, ya que durante los dos primeros años en servicio no hubo síntomas de deterioro, daño o desgaste, por lo que, este diseño, se considera técnicamente verificado.



Ilustración 56 Plataforma SPAR Hywind (Fuente: Statoil web)

❖ Plataformas estabilizadas mediante las líneas de amarre (*Tension Leg Platform, TLP*)

Estas plataformas logran la estabilidad a través de la tensión producida por los amarres. La tensión de los amarres proporciona una interacción de la estructura con la ola relativamente baja con respecto a los amarres de catenaria, dando lugar a que la plataforma tenga unos desplazamientos mínimos. Sin embargo, será necesaria una mayor complejidad en el diseño de la estructura para que pueda soportar las cargas de las líneas de amarre. En cuanto a la estructura de la plataforma, esta podrá ser de tipo sumergible, boya (SPAR o no), etc.

Alstom ha desarrollado un prototipo llamado *Floating Haliade 150* de 6 MW de potencia unitaria con la tecnología TLP para profundidades entre 80 y 300 metros. Por el momento, tan solo se trata de un prototipo que no se ha instalado:

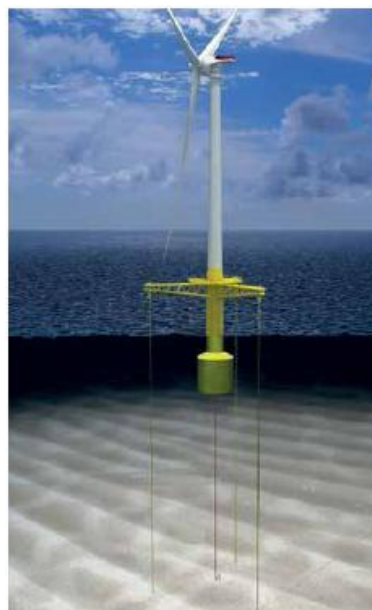


Ilustración 57 Estructura TLP Floating Haliade 150 de Alstom (Fuente: EWEA)

❖ Plataformas estabilizadas por flotabilidad

Estas plataformas logran la estabilidad a través de la flotabilidad, aprovechándose de la inercia de la flotación. Este principio se desarrolla en varios conceptos:

- Barcaza o boya flotante: el proyecto *IDEOL* ha desarrollado un prototipo de estructura flotante de hormigón, sobre la que se sustentaría un aerogenerador de 5 o 6 MW:



Ilustración 58 Estructura flotante de hormigón (*IDEOL*) (Fuente: EWEA)

- Estructura semisumergible tri-flotador: este tipo de flotador apoya la turbina eólica en tres columnas cilíndricas. Estas columnas están conectadas a una estructura de trípode mediante vigas de acero. En 2011 se instaló en la costa portuguesa un prototipo de estructura de soporte semisumergible para aerogeneradores de 2 MW de *Vestas*, dentro del proyecto *WindFloat*, desarrollado por *Principle Power* en consorcio con *EDP* y *Repsol*. En 2012 la instalación empezó a producir energía.



Ilustración 59 Estructura semisumergible (*WindFloat*) (Fuente: EWEA)

- Estructura semisumergible cuádruple flotador: se diferencia en el uso de cuatro columnas cilíndricas flotantes y en que tiene un peso relativo mayor en comparación con el tri-flotador.

❖ Plataforma óptima

La plataforma óptima será una combinación de los tres tipos principales, es decir, un equilibrio entre las diferentes plataformas que pueda ofrecer un comportamiento dinámico que minimice las cargas y deflexiones, y al mismo tiempo minimice las dificultades de instalación, carga para su transporte, logística, mantenimiento y operación.

4.1.2.4.4. Estado actual de las estructuras de soporte

Cuando el año 2013 acabó, en los parques eólicos marinos de Europa había 2.474 estructuras de soporte completamente instaladas. La estructura más común es de tipo monopilote (1.866 de 2.474, es decir, 76%), seguida muy de lejos por la estructura con cimentación por gravedad con 303 (12%). En tercer lugar están las estructuras de tipo *jacket* con 130 (5%), en cuarto lugar las de tipo trípode con 55 (2%) y, en último lugar se encuentran las de tipo tripilote. Además existen dos estructuras flotantes instaladas y otras dos estructuras flotantes experimentales.

Todos estos datos se pueden encontrar en el siguiente gráfico extraído del informe anual de 2013 que publicó la EWEA:

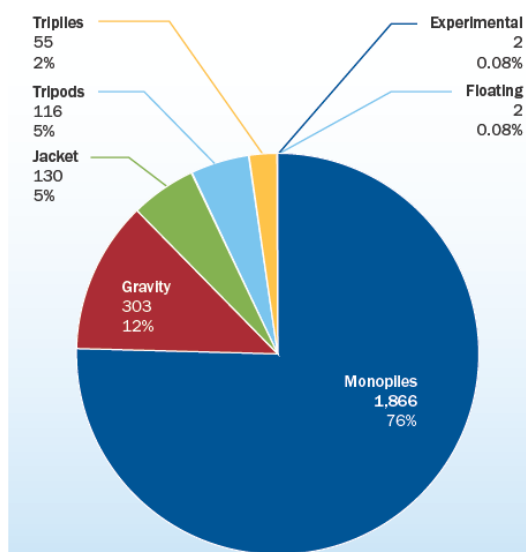


Ilustración 60 Tipos de estructura de soporte para aerogeneradores marinos a finales de 2013 (Fuente: EWEA)

4.2. BALANCE OF PLANT (BOP)

El *BOP* incluye todos los componentes del parque eólico a excepción de los aerogeneradores (recogidos en la sección anterior). A continuación se explican los distintos componentes que forman el *BOP* de un parque eólico marino:

4.2.1. Cables

La función de los cables es la de transportar y entregar la electricidad generada por los aerogeneradores hasta tierra. Se trata de cables submarinos que van enterrados en el lecho marino. Normalmente, estos cables llevan una protección en aquellas localizaciones en las que las condiciones son adversas. De esta manera, los cables se encuentran protegidos frente a las acciones del oleaje y de las corrientes marinas. Hay dos tipos de cables: los que conectan los aerogeneradores a la subestación *offshore* (*array cables*) y los que evacúan la electricidad generada hasta la subestación terrestre (cables de exportación). En la siguiente imagen se puede apreciar esta diferenciación:

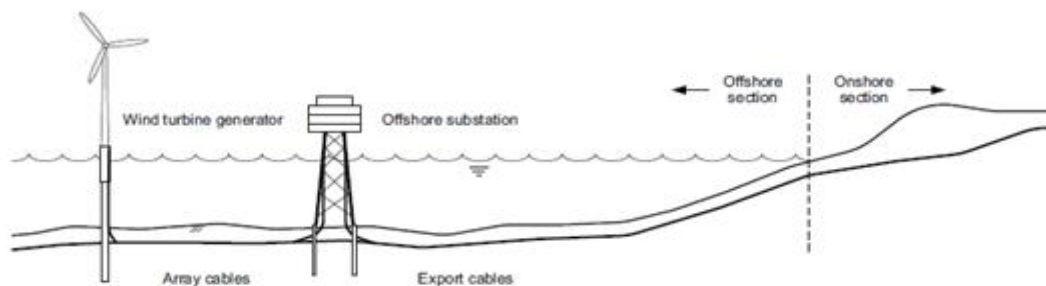


Ilustración 61 Cables *array* y de exportación (Fuente: DNV)

4.2.1.1. Cables *array*

Son los cables que conectan los aerogeneradores con la subestación *offshore*. Generalmente, cada aerogenerador tiene del orden de 1 kilómetro de cable *array* asociado a él, si bien este dato variará dependiendo del tamaño del aerogenerador y del espacio de separación entre aerogeneradores y subestación marina.

Típicamente son cables de entre 33 y 36 kV, aunque algunos promotores están considerando la posibilidad de utilizar un cableado de 66 kV.

La siguiente fotografía muestra un segmento de los cables *array* que se instalaron en el parque eólico *London Array*. En ella se puede apreciar la estructura que suelen tener este tipo de cables:

	Fabricante	ABB
	Tipo	3x240mm ² (tripolar)
	Tensión máxima asignada	36kV(U _{máx})
	Material del conductor	Cobre
	Sección del conductor	240mm ²
	Revestimiento	35mm ²
	Diámetro del cable	87mm
	Peso	11.6kg/m

Ilustración 62 Cable tramo 33 kV (Fuente: ABB)

4.2.1.2. Cables de exportación

Los cables de exportación son cables de alta tensión que se utilizan para conectar la subestación marina con la subestación terrestre y, a través de dicha conexión, evacuar la electricidad generada.

Actualmente, la mayoría de parques eólicos están relativamente cercanos a tierra y tienen una subestación marina con un cable de exportación de corriente alterna, aunque también existen instalaciones que cuentan con más de un cable de exportación.

En el apartado de la subestación marina se hace un análisis comparativo entre cables de exportación en *HVAC* o *HVDC*.

	Fabricante	ABB
	Tipo	3x(1x300mm ²)
	Tensión máxima asignada	145 kV(U _{máx})
	Material del conductor	Cobre
	Sección del conductor	300mm ²
	Revestimiento	95mm ²
	Diámetro del cable	65mm
	Peso	6.3kg/m

Ilustración 63 Cable tramo 132 kV (Fuente: ABB)

4.2.2. Torre meteorológica

Las torres meteorológicas o de medición tienen como función principal caracterizar el recurso eólico a distintas alturas en el punto donde esté instalada con el fin de gestionar correctamente la instalación eólica.

Existe la posibilidad de instalar una torre meteorológica con anterioridad a la construcción del parque para caracterizar el recurso eólico de la zona con el objetivo de estimar la producción que tendría la instalación.

Además de monitorizar el viento, las torres de medición pueden llevar a lo largo de su estructura distintos sensores que permiten medir y determinar otras características del emplazamiento, tales como la salinidad, la turbidez, el contenido de oxígeno disuelto en el agua, el oleaje, las mareas, las corrientes marinas, etc.

En general, se recomienda instalar al menos una torre meteorológica para poder conocer mediante medidas *in situ* la caracterización del viento en la zona y, de esta manera, poder gestionar mejor la instalación a través de un determinado centro de control. Sin embargo, cabe la posibilidad de decidir no instalar ninguna. De hecho, en la actualidad existen parques eólicos marinos que no disponen de torre de medición. La decisión de instalar una o varias torres de medición o ninguna dependerá, en general, de las necesidades de la empresa promotora del proyecto.

De acuerdo a su función principal, las torres meteorológicas se han de instalar en puntos representativos del emplazamiento, por lo que se deben evitar zonas en las que la presencia de obstáculos puntuales podría modificar los regímenes de viento.

La utilidad de este elemento durante la fase de operación y mantenimiento es la de facilitar los trabajos, ya que además de predecir el viento para prever cuánta energía se generará y se podrá vender al operador de red, el hecho de conocer las condiciones de viento y de oleaje facilita la decisión de cuándo es el momento óptimo para desplazarse a la instalación para realizar trabajos de mantenimiento.

4.2.3. Subestación marina

La función de la subestación marina es reducir las pérdidas eléctricas a través de un incremento en la tensión antes de evacuar la electricidad a tierra. Además, pueden servir como lugar de trabajo para efectuar reparaciones menores durante la fase de operación y mantenimiento, y como lugar de refugio y alojamiento temporal para parques eólicos muy alejados de la costa.

En los inicios de la energía eólica marina se llegó a construir algún proyecto que no utilizaba una subestación *offshore* para realizar la conexión entre el parque eólico marino y la red. Sin embargo, esto no es lo habitual, ya que la inmensa mayoría de los proyectos completados hasta la fecha han incorporado una o más subestaciones *offshore* de alta tensión en corriente alterna (*High Voltage Alternating Current, HVAC*), además de una subestación en tierra.

En este sentido, actualmente la industria se enfrenta a un gran reto en cuanto al sistema de transmisión de la potencia eléctrica generada: el uso extendido y continuado de los sistemas *HVAC*. La tendencia de situar los emplazamientos de los parques eólicos marinos cada vez más alejados de la costa ha propiciado un aumento de las distancias de transmisión de la energía. Esto implica una disminución sustancial

de la capacidad de transmisión eléctrica debido a las pérdidas asociadas al transporte de electricidad en corriente alterna, además de un elevado riesgo de inestabilidad eléctrica. Por lo tanto, la transmisión de potencia a través de los sistemas *HVAC* requiere equipos de compensación situados en *offshore*, en *onshore*, o en ambos (dependiendo de la longitud del cable y de la potencia transportada), lo cual supone un coste añadido al proyecto. Además, a mayores distancias, las limitaciones de tensión de la tecnología de cable de tres hilos en alterna implican que la capacidad de transmisión de potencia de un único circuito es relativamente baja, por lo que se necesitan múltiples circuitos y cables para transmitir los niveles de potencia requeridos.

La alternativa al uso de sistemas *HVAC* son los sistemas de alta tensión en corriente continua (*High Voltage Direct Current, HVDC*), que permiten transportar más potencia con menos cable, a mayor tensión y a mayores distancias comparados con los sistemas *HVAC*. Además, este sistema no necesita un aporte de potencia reactiva para compensar la capacitancia del cable. Los sistemas *HVDC* también permiten reducir la demanda de material de cable debido a que sólo se necesitan cables de dos hilos de menor tamaño comparado con los tres del sistema *HVAC*, además de que se necesitan un menor número de circuitos en *HVDC* comparado con los necesarios en *HVAC* para transmitir una potencia equivalente.

Frente a estas ventajas se encuentra el hecho de que la infraestructura de las subestaciones con tecnología *HVDC*, tanto *offshore* como *onshore*, es en la actualidad más costosa que la equivalente en *HVAC*. Esto se debe, fundamentalmente, al uso de dispositivos semiconductores de alta potencia y el equipamiento asociado, además de que la cadena de suministro es más especialista si la comparamos con la de los equipos de transmisión convencionales en *HVAC*.

En general, existe un punto de inflexión a partir del cual los beneficios derivados del uso de subestaciones en *HVDC* (ahorro de material y reducción de pérdidas eléctricas) compensan los sobrecostes asociados a dicha tecnología. Este punto de inflexión, según un informe publicado a mediados del año 2013 de forma conjunta entre *RenewableUK* y *The Crown Estate*, se suele situar en el rango que va desde los 80 km hasta los 100 km.

En el corto plazo, los promotores seguirán apostando por el uso de la tecnología *HVAC*, incluso cuando sea ligeramente menos eficiente, debido a los largos plazos de entrega que actualmente tienen los sistemas *HVDC*. A largo plazo, se espera que la distancia a la cual los sistemas *HVDC* empiecen a ser competitivos económicamente respecto a los sistemas *HVAC* se reduzca, fruto de procesos de estandarización y de mejoras técnicas en los procesos de fabricación, lo que derivará en una disminución de los plazos de espera, costes y riesgo asociado a estos sistemas.

Se prevé que el aumento del uso de subestaciones *HVDC* a gran escala irá acompañado de un aumento de la demanda de subestaciones colectoras en *HVAC* de menor tamaño. Este tipo instalaciones se hará necesarias en proyectos de potencias del orden de magnitud de GW distribuidos en superficies de entre 300 km² y 500 km². Estas subestaciones colectoras estarán situadas a lo largo del parque eólico para minimizar las distancias de transmisión desde las turbinas a baja tensión, y por tanto reducir las pérdidas eléctricas. Este tipo de subestaciones colectoras incluirán transformadores para elevar la tensión desde los típicos 33 kV o 66 kV a un nivel de 220 kV, que será la entrada a la subestación en *HVDC*.

En las dos siguientes imágenes se muestra la disposición típica de las subestaciones marinas:

Equipos en cubierta

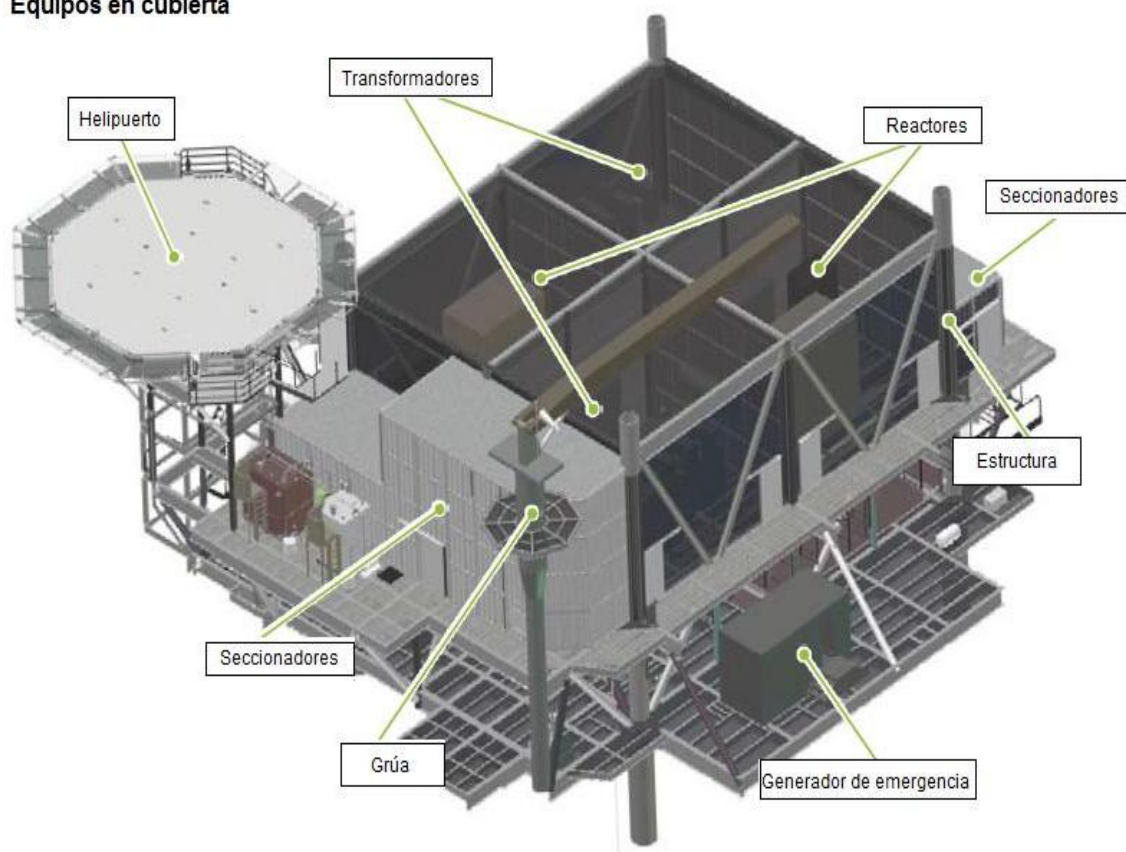


Ilustración 64 Planta superior de una subestación marina (Fuente: *The Crown Estate*)

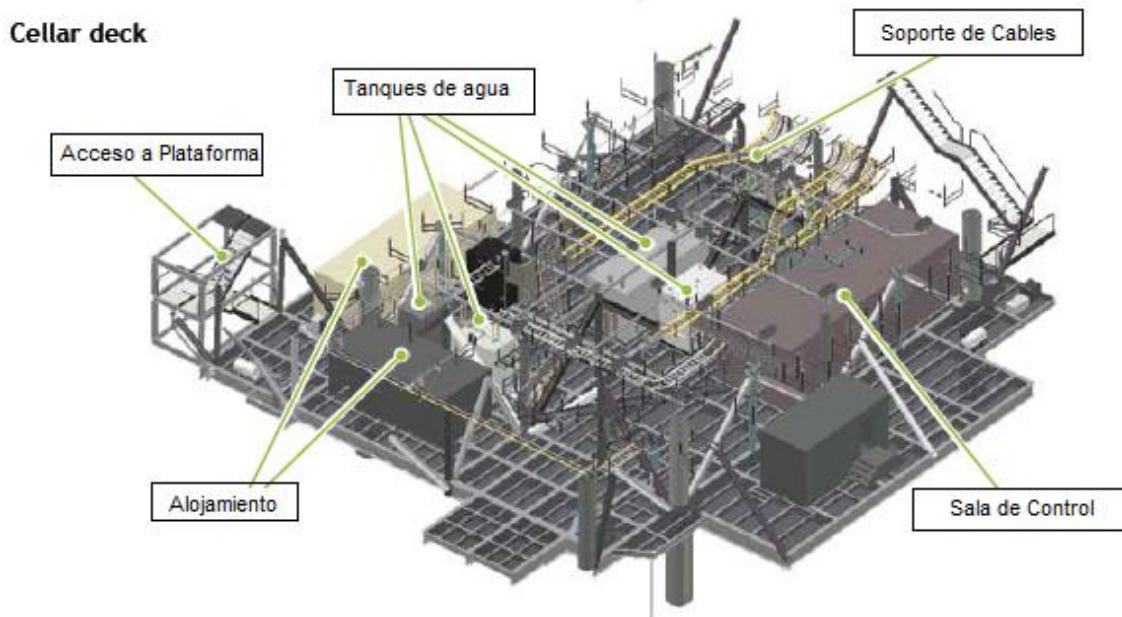


Ilustración 65 Planta baja de una subestación marina (Fuente: *The Crown Estate*)

Los componentes que suelen formar la subestación marina son:

4.2.3.1. Sistema eléctrico

El sistema eléctrico de la subestación marina está integrado por los elementos que componen la operación de transformación, y los sistemas de 33 kV y de 132 kV. También puede incluir los convertidores en el caso en el que la transmisión se haga en corriente continua.

- Generador de emergencia: es un generador diesel de 300 kW para entregar potencia a la subestación en caso de pérdida de la alimentación en alta tensión a través del cable de exportación.
- Celdas: se colocan para aislar de forma separada las conexiones de los cables que entran y salen de la subestación (*array* y de exportación).
- Transformadores (si es corriente alterna): para transformar a alta tensión para la posterior transmisión. Es habitual que las subestaciones marinas instalen más de un transformador para mejorar la disponibilidad.
- Convertidores (si es corriente continua): para convertir a corriente continua para la posterior transmisión.
- Reactancias: para mejorar la estabilidad del sistema local de red.
- Puesta a tierra: toda la instalación eléctrica debe disponer de una protección o instalación de tierra, de tal forma que en cualquier punto normalmente accesible del interior o el exterior de la misma, donde las personas pueden acceder o circular, queden sometidos como máximo a las tensiones de paso y contacto reglamentarias.

- Paneles, bandejas de cables y otros elementos de soporte para proteger los objetos eléctricos.

4.2.3.2. Instalaciones

Las instalaciones que se ubican en la subestación marina tienen funciones de seguridad y de dar soporte en las actividades de operación y mantenimiento de la instalación.

- Sistemas de protección contra incendios y explosiones: es necesario debido a que el transformador contiene aceite y refrigerantes, lo cual supone riesgos de incendios
- Grúa para elevar elementos o equipos desde una embarcación
- Sala de control
- Alojamiento (refugio, temporal o permanente)
- Tanques de agua y tanque de combustible
- Fuentes de baja tensión
- Sistema de seguridad

4.2.3.3. Estructura

La estructura de la subestación marina sirve de soporte y protección para los componentes que se encuentran en la misma subestación.

Se pueden distinguir tres tipos de estructuras:

- Estructuras de soporte: se trata de las mismas estructuras de soporte descritas en el apartado del aerogenerador marino.
- Helipuerto: permite el aterrizaje de un helicóptero en caso de que sea necesario. Generalmente son de aluminio para minimizar la corrosión y el peso.
- Plataforma de acceso: sirve para acceder a la estructura desde una embarcación.

4.2.4. Subestación en tierra

Transforma la tensión que llega desde la subestación *offshore* (220 kV, por ejemplo) a la tensión de la red (400 kV, por ejemplo). En aquellas instalaciones en las que se utilice la transmisión en *HVDC*, la subestación se encargará de convertir la tensión continua en tensión trifásica alterna. Muchos de los componentes eléctricos serán similares en especificaciones a los instalados en la subestación marina. Los edificios e instalaciones son más sencillas comparadas con los presentes en la subestación marina. Además, la subestación terrestre deberá tener equipos de medición de la potencia que se entrega a la red.

5. FASES DE UN PROYECTO EÓLICO MARINO

Generalmente, en un proyecto eólico *offshore* pueden distinguirse las siguientes fases:

5.1. PROMOCIÓN

La fase de promoción engloba las siguientes actividades: estudios previos, ingeniería y pre-construcción.

Como fase de promoción se entiende el periodo de tiempo que finaliza cuando el parque eólico obtiene la correspondiente Aprobación de Ejecución de Proyecto, además de los permisos necesarios para su construcción. En ella se llevan a cabo estudios medioambientales, geotécnicos y geofísicos. Además se instala una estación meteorológica para evaluar el recurso eólico del emplazamiento.

5.2. CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN MARCHA

El objeto de esta fase es ejecutar los trabajos de construcción, transporte y montaje de todas las instalaciones, y su posterior puesta en marcha y conexión a la red de transporte, teniendo como guía la información generada en la fase anterior. También hay que preparar y acondicionar las instalaciones portuarias donde se preparan los diferentes equipos y materiales a instalar.

Durante esta fase se instalan las estructuras de soporte de las turbinas, las propias turbinas, la subestación transformadora *offshore*, y todo el cableado necesario.

5.3. EXPLOTACIÓN

También llamada fase de operación y mantenimiento. Se persigue el diseño de una instalación lo mas autónoma posible, debido a lo costoso y lo difícil que son la realización de actividades de mantenimiento en el medio marino. Por tanto, el objetivo es asegurar un funcionamiento seguro y económico del proyecto, y alcanzar el mejor equilibrio posible entre los costes de funcionamiento y la producción de electricidad.

Esta fase del proyecto tiene lugar a lo largo de toda la vida del parque, que se suele estimar entre 20 y 25 años normalmente.

5.4. DESMANTELAMIENTO Y RECICLADO

Esta fase tiene lugar al final de la vida útil de la instalación. Se debe llevar a cabo siguiendo un plan que ha debido ser desarrollado durante las fases anteriores, en el cual se detallan las actividades a realizar. Se desmantelarán las turbinas, la subestación y la estación meteorológica.

6. FASE DE EXPLOTACIÓN

Como explotación se entienden las actividades ligadas a mantener el funcionamiento del parque eólico en las condiciones óptimas de disponibilidad, flujos económicos y, por supuesto, de seguridad. Agrupa dos grandes grupos de tareas:

- Operación y mantenimiento
- Gestión administrativa: cobros, pagos de servicios, impuestos, etc.

La operación y mantenimiento de parques eólicos marinos es un sector que se encuentra en pleno desarrollo en la actualidad. Aún no han surgido prácticas comerciales y técnicas estandarizadas, por lo tanto la O&M de este tipo de instalaciones puede tomar diversos caminos de desarrollo en un futuro a corto plazo. Hay que tener en cuenta que, a diferencia de los parques eólicos en tierra, los costes de las actividades de O&M toman una gran relevancia en los costes totales del proyecto, ya que pueden llegar a suponer aproximadamente un cuarto del coste total. También se ha de tener en cuenta que el hecho de que un aerogenerador no funcione supone una pérdida importante de beneficios. Por todo esto las actividades de operación y mantenimiento son una prioridad para conseguir reducir los costes de este tipo de proyectos.

6.1. OPERACIÓN

El término operación, en la industria de la energía eólica, hace referencia a todas aquellas actividades necesarias para alcanzar un alto nivel de gestión de los activos: monitoreo en remoto, monitoreo medioambiental, ventas de electricidad, marketing, administración, etc. Las operaciones representan una porción muy pequeña de los gastos operacionales de un parque eólico marino.

6.2. MANTENIMIENTO

En primer lugar, se empezará definiendo qué se entiende por el término “mantenimiento”:

Según AENOR (Asociación Española de Normalización y Certificación) se trata de un conjunto de acciones que permiten conservar o restablecer un bien en un estado específico o en la medida de asegurar un servicio determinado.

Por otro lado, según la norma UNE-EN 13306, es la combinación de acciones técnicas, administrativas y de gestión a lo largo del ciclo de vida de un equipo, destinadas a conservarlo o a devolverlo a un estado en el cual pueda desarrollar la función requerida.

Por último, la AEM (Asociación Española de Mantenimiento) establece que es un conjunto de actividades técnicas y administrativas cuya finalidad es conservar, o restituir, un elemento en/a las condiciones que le permitan desarrollar su función.

Se puede observar que existe un criterio unánime en la definición del término mantenimiento.

El mantenimiento se está convirtiendo en un factor clave para la competitividad, ya que participa activamente en la consecución de los objetivos de productividad y calidad.

Los objetivos fundamentales del mantenimiento son, entre otros:

- Contribuir a la maximización del beneficio de explotación
- Generar ingresos
- Lograr una buena funcionalidad de los equipos
- Alargar la vida útil de los equipos
- Minimizar los costes debidos a averías
- Minimizar los costes de mantenimiento
- Limitar la degradación de los activos
- Contribuir a la mejora continua de la explotación

De acuerdo a la norma UNE-EN 13306, se entiende por estrategia de mantenimiento el “Método de gestión utilizado con el fin de lograr los objetivos del mantenimiento”. La norma anteriormente citada también distingue entre dos estrategias principales de mantenimiento: mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo. La gran diferencia entre ambos radica en que para llevar a cabo tareas de mantenimiento correctivo el problema en el sistema debe haber sucedido con anterioridad, mientras que las tareas de mantenimiento preventivo son concebidas para anticiparse a la existencia de problemas.

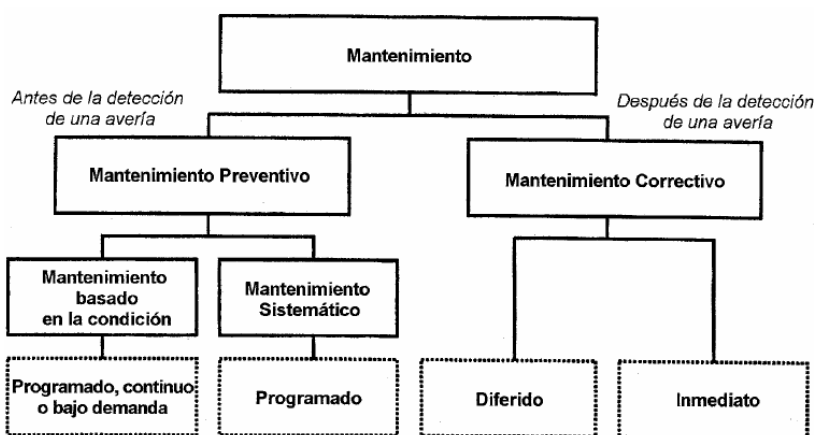


Ilustración 66 Tipos y estrategias de Mantenimiento (Fuente: Norma UNE-EN-13306)

6.2.1. Mantenimiento preventivo

Según la Norma UNE-EN 13306, el mantenimiento preventivo es el “Mantenimiento ejecutado a intervalos predeterminados o de acuerdo con unos criterios prescritos, y destinado a reducir la probabilidad de fallo o la degradación de funcionamiento de un elemento”. Es decir, una operación de mantenimiento preventiva se inicia antes de la aparición de un fallo o malfuncionamiento en el sistema con el fin de prevenir que ocurra.

En otras palabras, el mantenimiento preventivo es el conjunto de actividades que se aplican sobre un dispositivo, antes de que aparezca un fallo, para conservar su capacidad operativa, contrarrestando la tendencia negativa que provoca la aparición de los procesos de desgaste sobre su tasa de fallos, y mejorando de esta manera su fiabilidad.

Esta estrategia incluye el cuidado y mantenimiento del elemento por parte del personal de trabajo con el objetivo de mantener los equipos y las instalaciones en condiciones satisfactorias de funcionamiento.

En contrapartida, para efectuar determinadas tareas de mantenimiento es necesario interrumpir la producción durante un intervalo de tiempo.

A su vez, el mantenimiento preventivo se puede dividir en mantenimiento sistemático y mantenimiento basado en la condición, persiguiendo ambos los mismos objetivos: reducir la probabilidad de averías no esperadas y, más a largo plazo, extender la vida útil del elemento.

6.2.1.1. Mantenimiento sistemático

De acuerdo a la Norma UNE-EN 13306, el mantenimiento sistemático es el “Mantenimiento ejecutado de acuerdo a unos intervalos de tiempo establecidos, o a un número de unidades de uso, pero sin investigación previa de la condición del elemento”.

En el caso del mantenimiento programado, esos intervalos de tiempo establecidos a los que hace referencia la definición de mantenimiento sistemático siguen un programa de tiempo establecido.

Tanto el mantenimiento sistemático, como el programado, consisten en programar intervenciones que incluyen: inspección de equipos, lubricaciones, sustitución de equipos o componentes, limpiezas, ajustes, etc., antes de que tenga lugar el fallo, según intervalos predeterminados de tiempos o eventos regulares (horas de servicio, operaciones realizadas, etc.).

6.2.1.2. Mantenimiento basado en la condición

La Norma UNE-EN 13306 define el mantenimiento basado en la condición como el “Mantenimiento preventivo basado en la monitorización del funcionamiento y/o de los parámetros del elemento, y las acciones subsiguientes”. Es decir, se basa en el conocimiento del estado operativo de un dispositivo por medición periódica o continuada de algún parámetro físico como pueden ser: temperatura, vibraciones, ruido, lubricación y corrosión, entre otras. Cuando uno de estos indicadores alcanzan un nivel específico, el cual indica un deterioro del sistema, han de efectuarse los trabajos de mantenimiento para restituir el sistema a su condición operativa inicial.

Por lo tanto, este tipo de mantenimiento tiene como objetivo la detección precoz de la aparición de causas de fallo en los equipos de una instalación, mediante la medición de variables físicas y su posterior análisis y diagnóstico.

El mantenimiento predictivo se puede considerar como una variante de mantenimiento basado en la condición, y se define, según la Norma UNE-EN 13306, como el “Mantenimiento basado en la condición ejecutado siguiendo una previsión consecuencia del análisis y evaluación de los parámetros significativos de la degradación del elemento”.

6.2.1.3. Diferencia entre sistemático y basado en la condición

Aunque ambos están basados en el mismo principio (reducir la probabilidad de averías del sistema), se utilizan diferentes criterios para determinar la necesidad de llevar a cabo o no ciertas tareas de mantenimiento. En el mantenimiento basado en la condición se realizan actividades de mantenimiento cuando la necesidad aparece, es decir, en respuesta a una condición específica del sistema diagnosticado por medio de indicadores, mientras que el mantenimiento sistemático se ejecuta en específicos periodos de tiempo, es decir, sin tener en cuenta el estado previo del elemento.

6.2.2. Mantenimiento correctivo

De acuerdo a la Norma UNE-EN 13306, el mantenimiento correctivo es el “Mantenimiento ejecutado después del reconocimiento de una avería, y destinado a llevar un elemento a un estado en el que pueda desarrollar una función requerida”.

En otras palabras, se trata del conjunto de actividades implicadas en la restitución de las condiciones operativas de un dispositivo, cuando éste ha sufrido una avería, con el fin de que su disponibilidad sea la máxima posible.

Se recomienda aplicar esta estrategia de mantenimiento a aquellos componentes considerados no críticos para la instalación y a aquellos cuyos costes de sustitución o

reparación sean pequeños. Serán componentes críticos aquellos que impliquen una parada de equipo que llevaría asociado unas pérdidas de energía que se traducirían en pérdidas económicas.

De acuerdo a la clasificación establecida por la Norma UNE-EN 13306, existen dos maneras de afrontar un mantenimiento correctivo:

- Mantenimiento diferido: “Mantenimiento correctivo que no es ejecutado inmediatamente después de la detección de una avería, sino que es retrasado de acuerdo con las reglas de mantenimiento dadas”.
- Mantenimiento de urgencia: “Mantenimiento correctivo que es ejecutado sin dilación después de que la avería se ha detectado, con el fin de evitar consecuencias inaceptables”.

Una vez más, para decidir cómo afrontar el mantenimiento correctivo de un componente, se estudiaría la criticidad de dicho componente. Si resulta ser un componente crítico, se aplicaría un mantenimiento de urgencia; mientras que si es un componente no crítico (redundante, no afecta a la producción, etc.) no valdría la pena movilizar al personal de mantenimiento y desplazarlos al parque, por lo que se pospondría la actividad de mantenimiento hasta que surgiera la oportunidad de reparar el fallo o avería.

6.3. GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO

De acuerdo a la norma UNE-EN 13306, la gestión del mantenimiento engloba el conjunto de actividades que determinan los objetivos del mantenimiento, sus estrategias y responsabilidades, así como las actividades de planificación, ejecución, control y mejora del mantenimiento y la consideración de aspectos organizativos y económicos.

La gestión del mantenimiento incluye:

- Gestión del inventario de activos físicos
- Gestión del mantenimiento preventivo
- Gestión del mantenimiento correctivo
- Gestión de materiales
- Gestión de la documentación
- Retorno de la experiencia y mejora continua

6.4. DOCUMENTACIÓN A ELABORAR EN LA FASE DE EXPLOTACIÓN

Para alcanzar los objetivos deseados durante la fase de operación y mantenimiento con un nivel de calidad aceptable, es necesario establecer un flujo de información adecuado entre todas las partes que participan en el proyecto: cliente, fabricantes, operador, trabajadores, etc., y durante todas las fases del proyecto. En la siguiente imagen se puede observar los flujos de información a lo largo del ciclo de vida de un equipo/instalación/proyecto para conseguir una explotación eficiente de un elemento, componente, instalación, etc.:



Ilustración 67 Flujo de información para el mantenimiento durante el ciclo de vida

También es de gran interés establecer una serie de procedimientos y documentos de referencia que servirán de guía y aplicación durante la fase de explotación. De esta manera, se asegura el contar con toda la información necesaria para gestionar las actividades relacionadas con el mantenimiento de forma óptima, cubriendo los requisitos de calidad y seguridad de las operaciones de mantenimiento.

Como guía para conocer cuáles han de ser los documentos necesarios para el correcto desarrollo del proyecto, se ha consultado la norma española UNE-EN 13460: Mantenimiento, Documentos para el mantenimiento. Se trata de una norma genérica que puede aplicarse a servicios de mantenimiento en cualquier sector industrial. Por tanto, se tomará como punto de partida, pero se particularizará para el tipo de instalación que se está considerando en el presente documento.

Además, dependiendo del tipo de contrato que se establezca entre el proveedor de los servicios de O&M y el cliente, habrá, por un lado, una serie de documentos contractuales, es decir, de obligado desarrollo, y por otro, una lista de documentos

complementarios que servirán de apoyo durante la ejecución del proyecto y que vienen derivados de la experiencia aportada por proyectos ya ejecutados o por necesidades específicas.

A continuación se representa el flujo de trabajo de mantenimiento que habría que seguir:

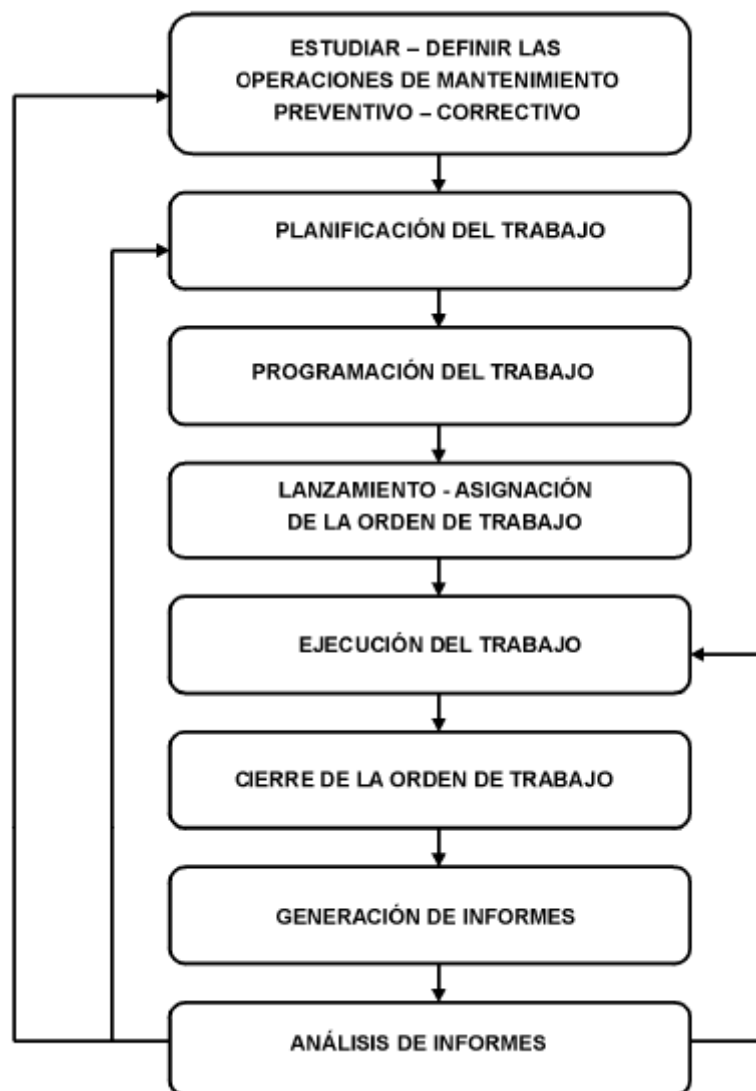


Ilustración 68 Flujo de trabajo de mantenimiento (Fuente: Norma UNE-EN 13460)

En la mayoría de las etapas hay que desarrollar o completar algún tipo de documento con el objetivo de facilitar los trabajos de mantenimiento y de dejar constancia escrita de que se ha efectuado una determinada actividad.

6.4.1. Documentos de la fase preparatoria

La fase preparatoria es el periodo de tiempo de un proyecto correspondiente a su concepción, diseño, fabricación, montaje y puesta en servicio. Es decir, antes de que se inicie la fase de O&M.

❖ Datos técnicos

Especificaciones de los equipos que componen el parque eólico proporcionadas por los fabricantes de cada uno de ellos. Deberá contener el siguiente tipo de información: fabricante, fecha de fabricación, modelo, tipo, número de serie, dimensiones peso, capacidad, requisitos de potencia y servicio; y otros referidos a naturaleza física, detalles de montaje y datos de operación.

❖ Manual de operación

Documento de referencia que explica y detalla la secuencia de operaciones e instrucciones técnicas para conseguir un desempeño funcional idóneo de acuerdo con unas especificaciones técnicas y condiciones de seguridad.

Dada la importancia que tiene este documento a lo largo de la fase de explotación, se va a realizar un análisis en profundidad sobre la información y datos que ha de contener el manual de operación. Para ello se seguirá una guía desarrollada por la sociedad de clasificación *Germanischer Lloyd*: “*IV Rules and Guidelines Industrial Services 1 Guideline for the Certification of Wind Turbines*”, cuyo propósito es servir de guía para el diseño, aprobación y certificación de aerogeneradores. Sin embargo, su uso se puede extender al de toda la instalación haciendo las adaptaciones pertinentes. En el capítulo 9 se recomienda la elaboración de una serie de manuales, entre ellos, el manual de operación, y se establece la información que debería contener dicho manual.

Tal y como establece el guía de *Germanischer Lloyd*, el fin último del manual de operación es proporcionar al operador el conocimiento necesario para conseguir un funcionamiento adecuado de la instalación. El formato y nivel de detalle del manual de operación deberá ajustarse a las habilidades del equipo de trabajo, es decir, un trabajador cualificado con una buena base técnica debe ser capaz de entender el documento. Las notas que estén relacionadas con la seguridad y las normas de prevención de accidentes deberán estar dispuestas de modo que aparezcan remarcadas de forma clara antes de la operación en cuestión.

El manual de operación deberá contener, al menos, la siguiente información que viene detallada en los siguientes puntos:

- Descripción de los equipos:
 - Fabricante y suministrador
 - Modelo y tipo
 - Número de serie y año de fabricación
 - Detalles técnicos
 - Descripción funcional
 - Características constructivas: materiales, dimensiones, etc.
 - Características eléctricas: tensión, corriente y potencia nominal, etc.
 - Características mecánicas: velocidad, rozamiento, etc.

- Notas para los usuarios:
 - Descripción del concepto de operación y lo relacionado con el mismo
 - Procedimiento de puesta en servicio/puesta en marcha
 - Procedimiento de parada controlada
 - Procedimiento de incidencias y emergencias
 - Explicación de los mensajes de averías
 - Medidas de seguridad y márgenes de operación
 - Normas para prevenir accidentes: comportamiento durante situaciones peligrosas y averías potencialmente peligrosas
 - Descripción de las funciones y los modos de funcionamiento de todos los elementos de operación e indicación: interruptores, pulsadores, botones, bombillas, luces, instrumentos de medida, etc.
 - Explicación de funcionamientos defectuosos y qué hacer para solucionarlos
 - Descripción de los componentes que deberán ponerse en o fuera de servicio de forma estacional o por otros motivos
 - Descripción de las medidas a tomar si un elemento importante de la instalación se pone o queda fuera de servicio durante un largo periodo de tiempo

- Ayuda y asesoramiento para localizar averías: sin la necesidad de llevar a cabo una reparación, el operador (utilizando este documento) debería ser capaz de reconocer la causa por la que un equipo, elemento o componente está funcionando de manera defectuosa. De esta forma, se podrá proporcionar al personal de mantenimiento una valiosa información que permitirá agilizar el proceso de reparación.

- Registros operacionales: se deberán guardar y mantener registros operacionales con la siguiente información:
 - Identificación del equipo (tipo, número de serie, etc.)
 - Horas de funcionamiento

- Horas de parada
- Fecha y hora de la avería
- Tipo de avería
- Fecha y hora de la actividad de mantenimiento o reparación
- Tipo de actividad de mantenimiento o reparación
- Procedimiento de puesta en servicio/puesta en marcha

❖ Manual de Mantenimiento:

Documento de referencia que recoge las instrucciones técnicas destinadas a preservar o restituir los elementos de la instalación en un estado en el que puedan desarrollar las funciones requeridas. Además, tiene por objetivo proporcionar al personal de mantenimiento la información necesaria para llevar a cabo las actividades de mantenimiento, inspecciones y reparaciones.

A partir del manual de mantenimiento se extraen el plan de mantenimiento y las rutinas de mantenimiento, herramientas utilizadas para llevar a cabo de forma más cómoda y eficiente el mantenimiento de la instalación.

En el plan de mantenimiento se recogen las tareas y trabajos a realizar en cada uno de los equipos que componen el parque eólico marino, junto con las frecuencias temporales necesarias.

Además, de cara a optimizar el proceso de mantenimiento de la instalación se elaboran rutinas de mantenimiento, en las que se recogen una serie de tareas afines (ya sea por proximidad, por similitud, por igualdad de frecuencias, o por cualquier otro criterio razonable) a cumplimentar cada vez que los operarios acuden al parque a llevar a cabo el mantenimiento preventivo.

Las tareas mínimas de mantenimiento que ha de contemplar el plan de mantenimiento son aquellas exigidas por los fabricantes de los distintos equipos a través de los manuales de mantenimiento, los cuales son proporcionados antes del comienzo de la fase de explotación. Esto supondrá un requisito indispensable para poder conservar la garantía de dichos equipos y, con ello, cubrirse ante posibles averías causadas por defectos de fabricación u otras causas ajenas al mantenedor.

Por ejemplo, si un equipo se avería y se encuentra dentro del plazo de garantías establecido por el fabricante, éste deberá correr con los gastos derivados de dicha reparación. Para que esto sea así, es necesario presentar una prueba de que se han seguido las instrucciones dadas en los manuales de mantenimiento correspondientes. Por lo tanto, las rutinas de mantenimiento debidamente cumplimentadas y firmadas por el personal responsable de los trabajos pueden representar la prueba de que se ha efectuado el trabajo que el fabricante recomendaba para su equipo. Si no se pudiera

demostrar, el fabricante podría achacar la avería a un mal proceso de mantenimiento por parte del operador de la planta y sería éste el que tendría que hacer frente a los gastos derivados de la reparación.

El manual de mantenimiento, de acuerdo a la misma guía de *Germanischer Lloyd* que se utilizó para explicar la información que debía contener el manual de operación, describe la secuencia de trabajos a realizar durante el mantenimiento con el fin de asegurar un funcionamiento seguro de la instalación. Los trabajos pueden incluir: acciones de supervisión, reacondicionamientos, reparaciones, ajustes o limpiezas, por ejemplo.

El alcance de este manual cubre, al menos, la siguiente información:

- Descripción de los equipos:
 - Fabricante y suministrador
 - Modelo y tipo
 - Número de serie y año de fabricación
 - Detalles técnicos
 - Operaciones o acciones de mantenimiento preventivo: inspecciones, calibraciones, ajustes, sustituciones de componentes, lubricaciones, etc.
 - Características constructivas: materiales, dimensiones, etc.
 - Características eléctricas: tensión, corriente y potencia nominal, etc.
 - Características mecánicas: velocidad, rozamiento, etc.
- Requisitos previos para el mantenimiento: se deben conocer y establecer todas las condiciones previas necesarias para llevar a cabo los trabajos de mantenimiento:
 - Condiciones meteorológicas: viento, temperaturas, etc.
 - Herramientas especiales o dispositivos de elevación
 - Documentación técnica de los elementos: esquemas eléctricos, esquemas hidráulicos o gráficos de lubricación
 - Cualificación técnica necesaria para el personal de mantenimiento
- Trabajos e información relacionada con el mantenimiento:
 - Descripción de todos los pasos necesarios para llevar a cabo el mantenimiento o las inspecciones. Las descripciones deberán estar complementadas con adecuadas representaciones gráficas.
 - Frecuencia del mantenimiento programado
 - Instrucciones para la inspección de las conexiones de los equipos (tornillería por ejemplo)
 - Lista detallada y descripción de los test necesarios para la seguridad de la instalación, así como su periodicidad

- Identificación de situaciones peligrosas que puedan aparecer durante las actividades de mantenimiento: fuego, rayos, hielo, altas velocidades de viento, etc.
 - Medidas de prevención de accidentes necesarias antes y durante las actividades de mantenimiento: uso de equipos de protección individual, dispositivos de bloqueo, señalizaciones, etc.
 - Si aplican trabajos de personal autorizado como requerimiento de la legislación nacional (ascensores, extintores, etc.), o la investigación del estado de licencias y permisos, se deberá incluir en el manual de mantenimiento una sección para la confirmación de que estas inspecciones se han llevado a cabo
 - Listado de todos los componentes y materiales auxiliares de los equipos que deben ser cambiados de acuerdo a un calendario determinado a lo largo de la vida operativa. Se deben establecer los intervalos o el criterio que se sigue para cambiar un componente o material auxiliar
 - Lista de piezas de repuesto recomendados: calidad y cantidad de las piezas de repuesto o materiales auxiliares que se emplearán
 - Procedimientos para búsqueda de causa de averías, desmontaje y montaje, reparación, ajuste, etc.
- Rutinas de mantenimiento: las tareas de mantenimiento que se llevan a cabo en la instalación deben estar debidamente documentadas, es decir, para cada comprobación o tarea realizada, se deberá cumplimentar un determinado campo dentro de la rutina de mantenimiento. De esta manera se anotarán los valores y el resultado de la actividad de mantenimiento. La rutina de mantenimiento deberá contener, al menos:
 - Detalles de la instalación: nombre, país, capacidad, distancia al puerto, profundidad, etc.
 - Detalles de la empresa mantenedora: nombre, etc.
 - Detalles del equipo: fabricante, suministrador, modelo, tipo, número de serie, año de fabricación, etc.
 - Detalles de los operarios: número, nombre, apellidos, teléfono, etc.
 - Detalles del medio de transporte utilizado: modelo, tipo, número de serie, año de fabricación, velocidad, capacidad, etc.
 - Detalles del entorno: condiciones meteorológicas (viento, lluvia, sol, frío, calor, etc.) y condiciones marítimas (oleaje, corrientes, etc.)
 - Detalles temporales de la actividad de mantenimiento: hora de inicio, hora de fin, interrupciones (si aplica)
 - Detalles de las tareas de mantenimiento: secuencia de ejecución, realización de todas las comprobaciones, piezas de repuesto empleadas, material auxiliar utilizado, etc.

- Espacio para posibles observaciones
 - Fecha y firma del personal de mantenimiento responsable
- ❖ Datos de componentes de equipos: relación completa de los componentes y elementos que forman parte de los equipos, incluyendo planos con su disposición, es decir, con la distribución de posiciones de los componentes de los equipos (indicando si son reemplazables o no), y planos de montaje y desmontaje para reparaciones de componentes.
 - ❖ Plano de engrase de equipos: aquellos equipos en los que sea necesario llevar a cabo tareas de engrase tendrán que tener un plano que muestre la posición de cada punto de engrase del equipo, con datos y especificaciones de engrase.
 - ❖ Esquema unifilar y esquema eléctrico desarrollado: diagrama general de distribución y control de energía eléctrica para la instalación considerada.
 - ❖ Plano de emplazamiento: plano con la posición de todos los equipos en la zona considerada.
 - ❖ Informe de protocolo de pruebas: informe de puesta en servicio que pone de manifiesto que un elemento cumple las especificaciones.
 - ❖ Informe de transferencia de la empresa de construcción a la empresa encargada de la explotación: informe en el que se reflejan las comprobaciones que se deben llevar a cabo en la instalación por parte de la empresa mantenedora antes de que el parque eólico marino pase a ser responsabilidad de la empresa mantenedora. De esta manera se asegura que el funcionamiento y el estado de todos los equipos es el adecuado, además de identificar una lista de puntos pendientes que deberá solucionar la empresa constructora.
 - ❖ Estudio de la logística: antes de comenzar la fase de explotación es necesario estudiar la situación y disposición del parque eólico marino para diseñar una estrategia logística preliminar. Se debe considerar un gran número de factores, a partir de los cuales, se decidirá el tipo y número de medios de transporte a utilizar y la logística portuaria.

6.4.2. Documentos de la fase operativa

La fase operativa es el periodo de tiempo que comienza cuando los elementos que forman parte de la instalación que se desea operar y mantener son puestos en servicio, y finaliza con la fase de desmantelamiento del parque eólico marino.

La documentación que se desarrollará para la fase operativa debe de contener la información necesaria para servir de apoyo y guía durante la ejecución de dicha fase.

- ❖ Registro de activos: información y datos básicos de los equipos procedentes tanto de la fase preparatoria como de la operativa. Cubre aspectos técnicos, contractuales, administrativos, de ubicación y operativos.

Algunos de los datos informativos a incluir en estos registros serán:

- Código de localización y nombre
- Precio de adquisición
- Fabricante, modelo, tipo y número de serie
- Fecha de fabricación y de instalación
- Periodo de garantía
- Tiempo estándar estimado de mantenimiento (preventivo y correctivo)
- Costo directo de mantenimiento, de pérdida de producción, y de oportunidad
- Tiempo medio entre fallas (*Mean Time Between Failures, MTBF*) y tiempo medio de reparación (*Mean Time To Repair, MTTR*)
- Disponibilidad y utilización
- Criticidad

- ❖ Registro histórico de operaciones de mantenimiento relativas a un equipo: relación de órdenes de trabajo de un equipo determinado a lo largo del periodo que se desee considerar.

- ❖ Orden de trabajo (OT): documento principal para lanzar, seguir y gestionar cada operación de mantenimiento. Deberá contener la siguiente información:

- Número: código único asignado para cada OT
- Peticionario: nombre de la persona autorizada que pide el servicio de mantenimiento
- Fecha de emisión: fecha en la que la OT es emitida
- Fecha de apertura: fecha de puesta en actividad de la OT
- Fecha de cierre: fecha en la que la OT se ha completado, es decir, el trabajo correspondiente se ha finalizado
- Código del elemento/componente/equipo: código único asignado dentro de la estructura física de la instalación
- Ubicación del elemento/componente/equipo: código que corresponde a la posición geográfica del elemento en la instalación

- Horas trabajadas por el elemento/componente/equipo: se mide la utilización hecha de dicho elemento/componente/equipo
- Tipo de mantenimiento: código relativo a la naturaleza de la actividad de mantenimiento (por ejemplo: preventivo, correctivo, inspección, etc.)
- Prioridad: código para informar de la necesaria precedencia entre las OTs para sus activaciones. Suele estar relacionada con la criticidad
- Reglamentos de seguridad y medioambientales: enlace con los posibles requisitos de seguridad y medioambientales para llevar a cabo el trabajo de mantenimiento, ya sean recomendaciones o de obligado cumplimiento
- Frecuencia: tiempo entre servicios de mantenimiento en las operaciones de mantenimiento periódico
- Última vez: última fecha en la que se llevó a cabo una determinada operación de mantenimiento periódico
- Estimación de recursos: cantidades de los diferentes recursos que se espera emplear para llevar a cabo la OT en una operación de mantenimiento
- Lista de comprobación: relación de puntos a inspeccionar en una operación de mantenimiento
- Anomalía: razón por la que se crea una OT. Síntoma del fallo
- Parte defectuosa: componente o elemento del equipo que funciona incorrectamente. La reparación o sustitución de esta parte, junto con la descripción de la operación, es la solución del problema
- Causa del fallo: razón que determina el fallo del elemento o componente, según el criterio del técnico de mantenimiento
- Descripción de la intervención: explicación de las operaciones llevadas a cabo
- Cantidad de mano de obra: horas de trabajo gastadas en la ejecución de la OT, especificando la clase de hora: normales, a turnos, nocturnas, extra, etc.
- Tipo de la mano de obra: categoría laboral o especialidades de quienes llevan a cabo la OT
- Personal: relación de todos los operarios de mantenimiento que tomaron parte en la ejecución de la OT
- Referencia de repuestos: relación de códigos de todos los repuestos empleados en la OT
- Cantidad de repuestos: cantidad de cada tipo de repuesto empleado en la OT
- Mano de obra externa: en caso de contrato con un proveedor externo de servicios para la OT, relación de todos los trabajadores externos que tomaron parte en la ejecución de la OT
- Repuestos externos: en caso de contrato con un proveedor externo de servicios para la OT, relación de los códigos de todos los repuestos empleados en la OT
- Otros servicios externos: descripción de los servicios, en caso de contrato con un proveedor externo de servicio para la OT

- Aceptación: recepción del trabajo de mantenimiento
 - Firma de los responsables
- ❖ Datos de repuestos: catálogo de repuestos y elementos almacenados de cada equipo, con la siguiente información:
- Código del artículo, nombre y descripción
 - Localización del almacenamiento
 - Proveedor principal y plazo de suministro
 - Precio
 - Unidad de medida y unidad de compra
 - Nivel mínimo y cantidad a pedir
 - Código de elemento del proveedor
- ❖ Registro histórico de parámetros: conjunto de valores o parámetros monitorizados de un equipo durante un cierto periodo de tiempo, con la siguiente información:
- Código y nombre del elemento
 - Descripción del parámetro y unidades de medida
 - Identificación del punto de medida
 - Fecha
 - Periodo de tiempo analizado
 - Valor del parámetro
- ❖ Gráfico de control *MTBF – MTTR*: documento de información estadística. Contiene los valores referidos para los elementos considerados de mayor interés.
- ❖ Hoja de planificación y programación: relación de órdenes de trabajo de acuerdo con una prioridad dada, y planificación y asignación del calendario de los trabajos en un periodo dado. Se obtiene mediante la asignación de los recursos disponibles al conjunto de órdenes de trabajo pendientes.
- ❖ Hoja de datos de disponibilidad de la instalación: documento que muestra toda la información relacionada con la disponibilidad de los equipos de la instalación: tiempos totales, tiempos de indisponibilidad programados y no programados, responsables de dichos tiempos de indisponibilidad, cálculo de disponibilidades parciales y totales y, si aplica, cálculo de penalizaciones asociadas a un nivel bajo de disponibilidad. Por tanto, mediante el uso de esta hoja se puede realizar un seguimiento del desarrollo del proyecto y optimizar o mejorar aquellos aspectos en los que sea necesario obtener un mejor rendimiento.
- ❖ Registro histórico de personal: relación de todas las actividades llevadas a cabo por cada técnico a lo largo de un determinado periodo de tiempo.

- ❖ Registro histórico de otros recursos: relación de todas las actividades en las que se ha empleado un recurso a lo largo de un determinado periodo de tiempo.
- ❖ Registro histórico de costo de mantenimiento: gastos de mantenimiento clasificados de acuerdo con la estructura de costos de mantenimiento y de la empresa para un periodo de tiempo dado.
- ❖ Organigrama de la empresa mantenedora: ilustración gráfica de las unidades de la empresa, mostrando el flujo de autoridad formal.
- ❖ Contratos de mantenimiento y sus modificaciones: conjunto de contratos actualizados vigentes de mantenimiento, incluyendo sus modificaciones.
- ❖ Procedimiento para la evaluación del tiempo de las operaciones de mantenimiento para los fallos críticos (*MTTR*, *MTBF*): descripción de las técnicas de medida del trabajo a emplear.
- ❖ Proveedores de mantenimiento aceptados: relación de proveedores cualificados de mantenimiento y datos sobre los mismos: dirección, propiedad, dimensión, actividad, situación financiera, referencia, campo de competencia, proximidad, evaluación, etc.
- ❖ Órdenes de compra de los elementos de mantenimiento: petición escrita para suministrar elementos de mantenimiento con la siguiente información:
 - Número de pedido
 - Fecha
 - Código del elemento
 - Descripción y especificaciones del elemento
 - Cantidad
 - Precio
 - Destino
 - Plazo de suministro desde petición a recepción
 - Condiciones comerciales
- ❖ Procedimiento para verificar los elementos comprados: relación de criterios de verificación y especificación del procedimiento de verificación, además de las pautas a seguir para comprobar el estado de los elementos.
- ❖ Procedimiento para una actividad genérica de mantenimiento.

- ❖ Procedimiento para ejecutar actividades críticas de mantenimiento.
- ❖ Procedimiento para acciones preventivas y correctivas.
- ❖ Procedimiento para la gestión de almacenes: organización, conservación, salidas y entradas de material, etc.

6.4.3. Gestión documental

Toda esta información ha de estar correctamente gestionada en todo momento para lograr un mayor aprovechamiento de los documentos. Para ello, se ha de establecer un índice con todos los documentos generados o relacionados con la fase de explotación con los aspectos relevantes relativos a la edición de cada documento de mantenimiento.

Para el desarrollo de los contenidos del índice, se tendrá que especificar, al menos, la siguiente información:

- Número del documento
- Título del documento
- Origen del documento:
 - Diseño
 - Fabricante
 - Operación
 - Mantenimiento
- Formato del documento:
 - Papel
 - Electrónico: pdf, cd, etc.
- Datos de revisión:
 - Fecha
 - Nivel
 - Persona
 - Puesto
 - Razón

Se desarrollará también un procedimiento para controlar los documentos de mantenimiento, que consistirá en una lista de comprobación de puntos a verificar en las revisiones o actualizaciones de los documentos de mantenimiento.

Además se tendrá que utilizar un procedimiento en el que se explique cómo se han de codificar los documentos que se generen a lo largo del desarrollo del proyecto. La codificación servirá para ejercer un control más exhaustivo de la documentación generada.

6.5. LOGÍSTICA

La logística, en la fase de operación y mantenimiento, es uno de los puntos clave a considerar para llevar a cabo una eficiente explotación de una instalación *offshore*. En la siguiente imagen puede apreciarse la gran cantidad de actividades que hay que efectuar a lo largo de la fase de explotación del parque y la importancia de la logística en todas ellas:

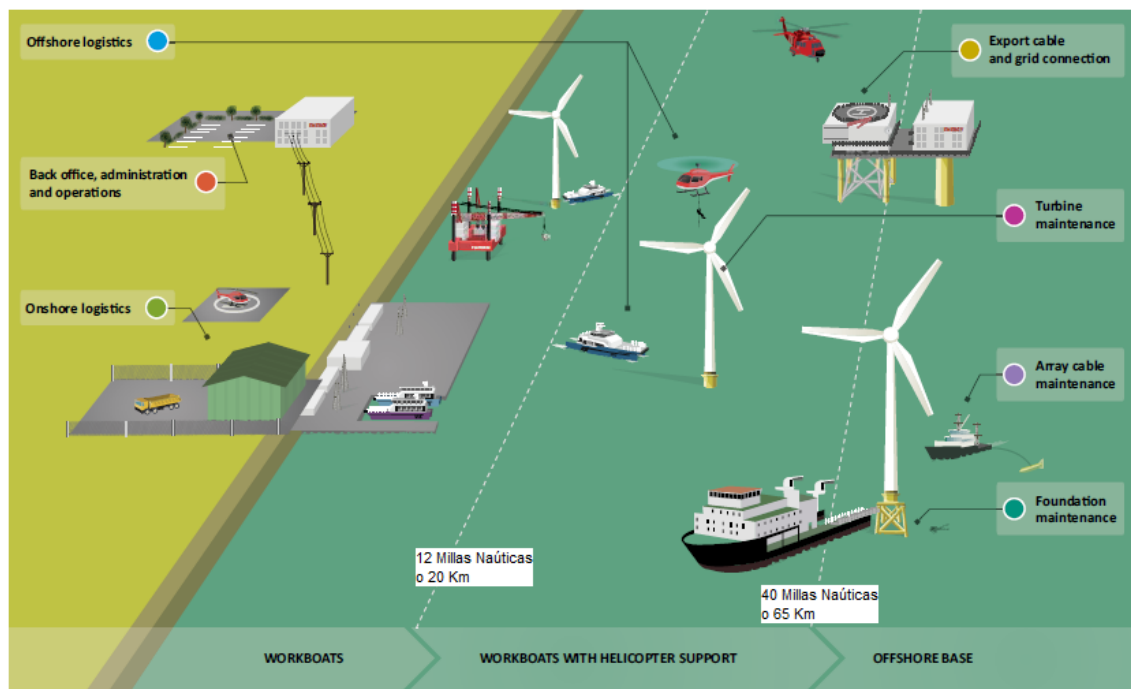


Ilustración 69 Relación entre las actividades de explotación y la logística (Fuente: The Crown Estate)

Las operaciones se suelen llevar a cabo en remoto desde un centro de operaciones situado en tierra, por lo que la logística no influye en gran medida en este tipo de actividades.

Sin embargo, los aerogeneradores y las subestaciones *offshore* están compuestos por un considerable número de sistemas técnicamente complejos, los cuales se espera que funcionen de forma continua durante, al menos, 20 años en condiciones particularmente hostiles. Como resultado, se debe llevar a cabo un adecuado mantenimiento a lo largo de toda la vida útil operacional del parque eólico. Aumentar la fiabilidad y una buena metodología de seguimiento en remoto deberían permitir la reducción de la cantidad de actividades en sitio, pero siempre será necesario realizar ciertos trabajos de mantenimiento que únicamente pueden ser llevados a cabo por técnicos que se desplacen a la turbina o a la subestación.

6.5.1. Sistemas o métodos de accesos

Como se ha comentado anteriormente, para llevar a cabo las actividades de mantenimiento es necesario desplazar técnicos, materiales, equipos, herramientas, repuestos, etc. para que puedan acceder a las estructuras marinas localizadas lejos de la costa, además de llevar a cabo operaciones de carga y montaje en el proceso de reparación de equipos grandes y pesados.

Existen numerosos métodos para garantizar a los técnicos acceso tanto a los aerogeneradores como a la subestación *offshore*, dependiendo de las peculiaridades específicas que puedan existir en cada proyecto.

Para la elección de las soluciones logísticas necesarias y para el dimensionamiento de la flota de medios de transporte a utilizar durante la fase de operación y mantenimiento, será necesario llevar a cabo un estudio en profundidad en el que se consideraren factores como:

- Seguridad y normativa aplicable
- Tiempo de respuesta (función de la velocidad)
- Cantidad de personal a transportar para llevar a cabo las tareas requeridas
- Seguridad del personal
- Accesibilidad a las estructuras offshore
- Capacidad de los medios de transporte (cantidad de personal que puede transportar)
- Cantidad de medios materiales a transportar para llevar a cabo las tareas requeridas
- Capacidad de carga útil de los medios de transporte
- Condiciones climatológicas de la zona: temperatura, viento, pluviosidad, etc.
- Condiciones marítimas de la zona: oleaje medio, altura de la ola máxima, corrientes marinas, etc.
- Coste directo por uso del servicio
- Tarifas de alquiler
- Disponibilidad de medios de transporte
- Tiempos de tránsito
- Consumo de combustible
- Fiabilidad de cada uno de los medios de transporte
- Efectividad de movimientos en el mar
- Distancia de la costa a la instalación
- Profundidad del lecho marino en el área de trabajo (elección de barcos de tipo Jack-up)
- Dimensiones de la instalación: número y modelo
- Peso, tamaño y situación de los componentes

- Tasas de fallos de componentes

Este estudio es fundamental para adecuar la flota de medios de transporte a las particularidades y características propias de cada proyecto, con el fin de evitar un sobredimensionamiento de la flota o de contar con embarcaciones redundantes. De esta manera se eliminarían costes innecesarios.

6.5.1.1. Acceso por mar para actividades de mantenimiento menores

Una consecuencia natural del desarrollo de la industria de la energía eólica marina es la necesidad de contar con medios de transporte marinos para realizar gran cantidad de actividades durante la fase de explotación de un parque eólico, además de los retos que suponen la carga y descarga de personal y equipos en adversas condiciones de mar o climatológicas.

Parte de los medios de transporte que se emplean durante la fase de operación y mantenimiento proceden de sectores adyacentes como la industria del gas y petróleo en el mar, mientras que otros han sido diseñados y construidos específicamente para los requerimientos de la industria de los parques eólicos marinos.

Habitualmente, la denominación que se utiliza para este tipo de medios de transporte marítimo utilizados en actividades de mantenimiento menores es: embarcaciones para transporte de personal (*Crew Transfer Vessels, CTVs*).

Las principales características de este tipo de buques son las altas velocidades a las que son capaces de desplazarse: entre 25 y 30 nudos (12,86 y 15,4 m/s), y que su tamaño es más bien pequeño. Cumplen con la función de transportar técnicos, herramientas y piezas de repuestos a los parques eólicos en caso de tener que atender reparaciones menores y/o problemas técnicos que pueden ser solventados sin equipos pesados, como: sistema eléctrico, electrónica de control, sensores, sistema hidráulico, etc. Además, este tipo de embarcación también puede ser utilizada para llevar a cabo el mantenimiento preventivo. El principal reto de estos buques es el comportamiento ante los fuertes movimientos que inducen las olas.

Los CTVs permiten mantener el coste de las operaciones de mantenimiento menor en niveles aceptables. A continuación se describen las distintas alternativas de embarcaciones que se manejan en la industria para efectuar este tipo de actividades de mantenimiento atendiendo a diferentes configuraciones de casco:

6.5.1.1.1. CTVs tipo Monocasco (*monohull*)

En los inicios del sector de la eólica en el mar, el transporte de personal para efectuar las tareas de operación y mantenimiento en los parques eólicos marinos se llevaba a

cabo mediante una flota local de embarcaciones de diseños convencionales, que cumplieran con las funciones de los CTVs. En la actualidad, se siguen encontrando en servicio este tipo de embarcaciones Monocasco. Las características típicas de este tipo de barcos son:

- Tamaño entre pequeño y mediano
- Monocasco semirrígido
- Capacidad de pasajeros limitada: entre 6 y 8
- Capacidad de carga limitada
- Área en cubierta limitada
- Gran parte de su área se encuentra sumergida
- Gran resistencia al movimiento a altas velocidades
- Pobre comportamiento ante condiciones de mar adversas
- No disponen de comodidades para los pasajeros
- Acceso seguro a estructuras en el mar para oleaje de menos de 1 m de altura

Los CTVs de tipo Monocasco son adecuados para intervenciones rápidas durante el mantenimiento no programado.

A continuación se muestran dos modelos de este tipo de barcos pertenecientes a la flota de la empresa danesa *KEM Offshore*:



Ilustración 70 Vessel model ELISABETH M (izquierda) y MARGRETHE M (derecha) (Fuente: KEM Offshore)

Además, se muestran dos imágenes del buque *Wind Transporter* de la empresa *A2SEA*, en la que se pueden ver la apariencia exterior y la disposición general de este tipo de barcos:



Ilustración 71 Apariencia exterior *Wind Transporter* (Fuente: A2SEA)

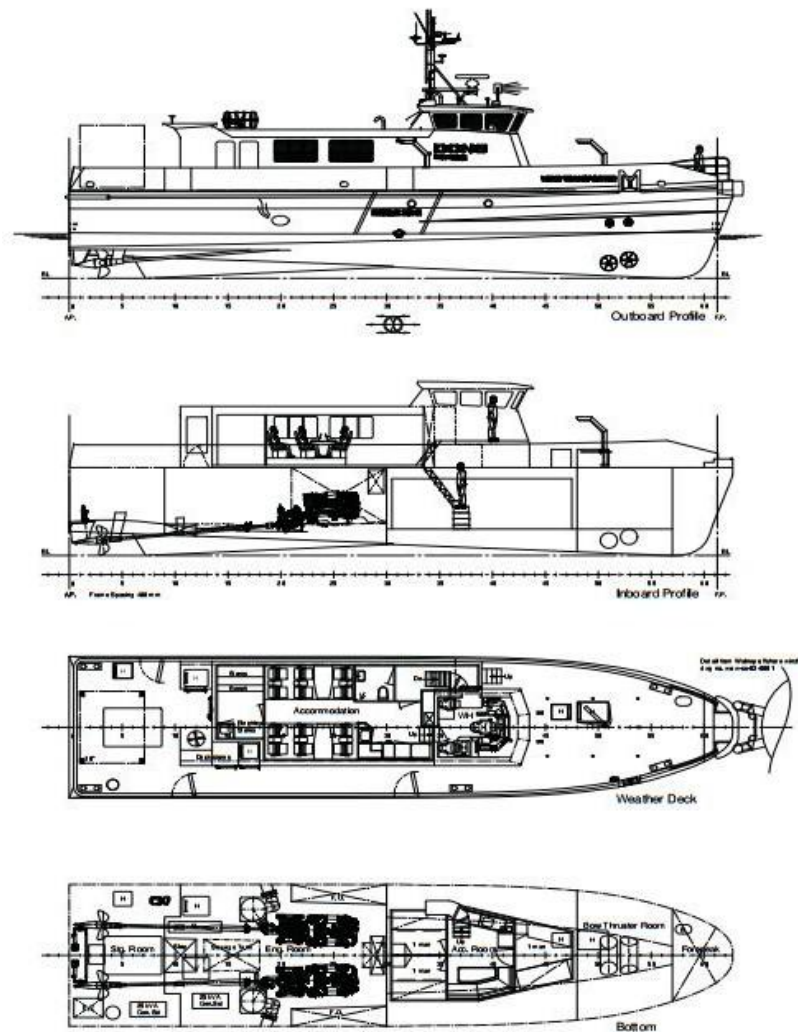


Ilustración 72 Disposición general *Wind Transporter* (Fuente: A2SEA)

Debido a su configuración de un único casco, su precio por unidad de volumen es inferior a barcos con configuraciones de cascos superiores ya que necesita menos material y menos operaciones de montaje.

6.5.1.1.2. CTVs tipo Catamarán

El mercado de las embarcaciones para transporte de personal se desarrolló hacia el uso extensivo de Catamaranes. Su diseño consta de dos cascos en los que se encuentra el sistema de propulsión, y un cuerpo central o caja sobre el que se sustenta la cubierta. Gracias a su diseño de dos cascos, el comportamiento de este tipo de embarcaciones es más estable bajo condiciones marítimas adversas, además de disponer de mayor espacio en cubierta y un mejor aprovechamiento del mismo. Las características de este tipo de barcos son:

- Tamaño mediano
- Alcanza velocidades mayores que en un Monocasco
- Pueden equiparse con motores de menor potencia que un Monocasco
- Capacidad de pasajeros limitada por clases (12 o más)
- Capacidad de carga intermedia (de 2 a 3 toneladas)
- Disponen de mayores comodidades para pasajeros
- Estabilidad en las operaciones de carga y descarga
- Menor resistencia al movimiento por la disposición de sus cascos
- Mayor facilidad para acercarse a las plataformas de los aerogeneradores
- Pueden operar para una altura de oleaje máxima de 1,8 metros
- Excelente estabilidad lateral
- Acceso seguro a estructuras en el mar para oleaje de más de 1,2 m de altura

A continuación se muestran varias imágenes de un Catamarán de la empresa danesa *HSSB Shipyard, A/S Hvide Sande Skibs- & Baadebyggeri*:



Ilustración 73 Catamarán AMANDA 18 m (Fuente: HSSB)



Ilustración 74 Vista lateral y frontal del Catamarán AMANDA 18 m (Fuente: HSSB)

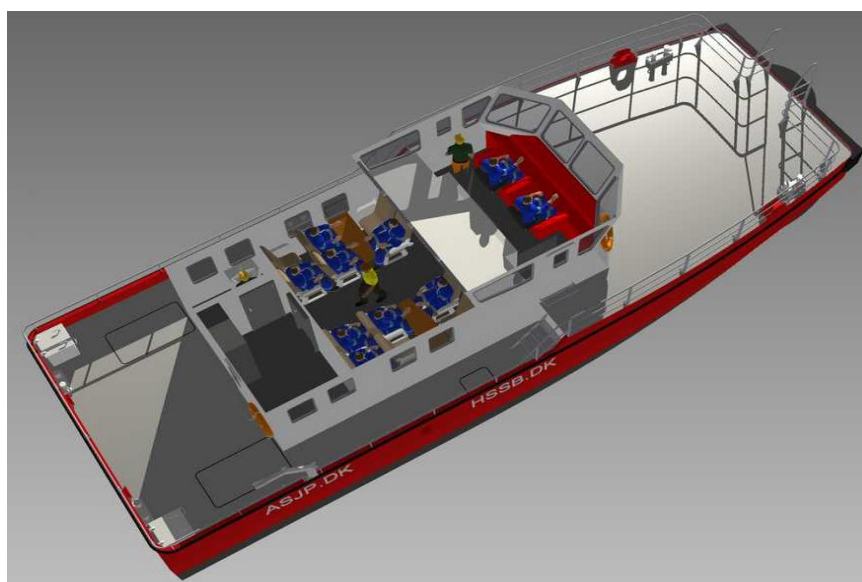


Ilustración 75 Vista planta del Catamarán AMANDA 18 m (Fuente: HSSB)

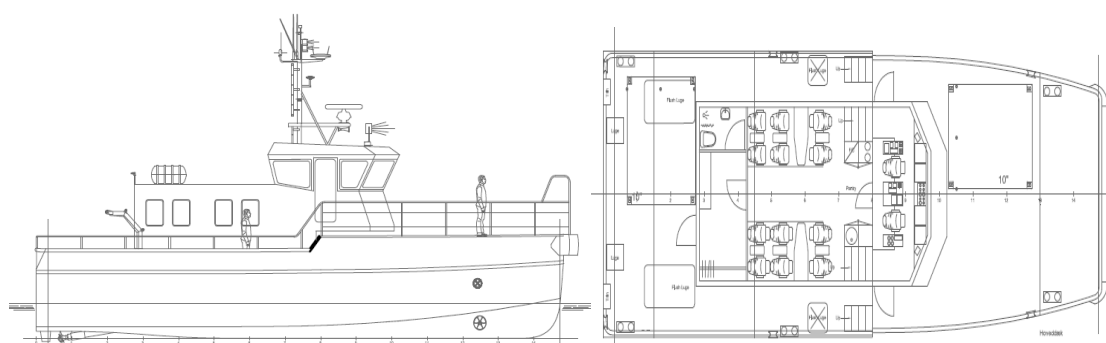


Ilustración 76 Esquema vista lateral y planta del Catamarán AMANDA 18 m (Fuente: HSSB)

6.5.1.1.3. CTVs tipo *Swath* (*Small Waterplane Area Twin Hull*)

En la actualidad, los CTVs de tipo *Swath* han irrumpido progresivamente en este tipo de mercado. Un *Swath* es una variante de un Catamarán y se puede describir como un buque con dos cascos formados por un torpedo cada uno (*lower hull* o casco sumergido), de los cuales sale un arbotante esbelto. Ambos cascos se encuentran unidos por un cuerpo central o caja, como se muestra en la siguiente imagen:

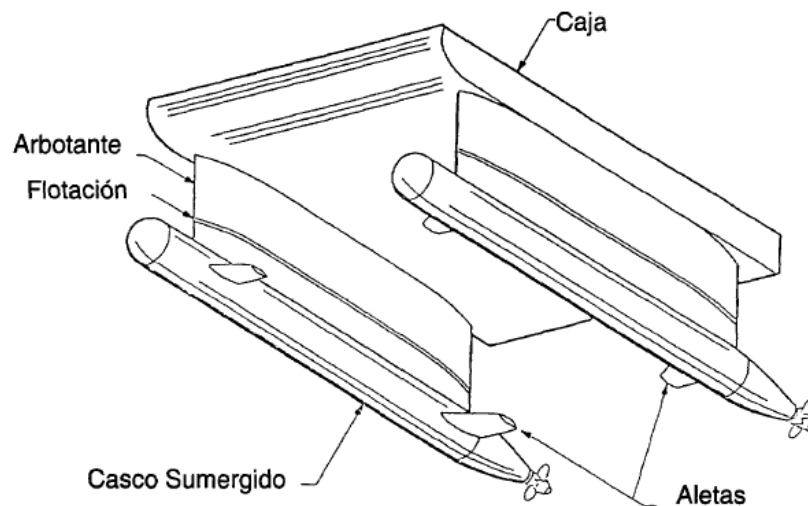


Ilustración 77 Estructura de un CTV tipo *Swath*

El diseño del arbotante ha de ser muy fino en relación con el resto de la nave, además de tener una sección longitudinal lo más aerodinámica posible para que ofrezca menor resistencia cuando las olas impacten en ellos. En la siguiente imagen se puede apreciar la diferencia entre la sección longitudinal del arbotante y del casco de la embarcación:



Ilustración 78 Sección longitudinal del arbotante y del casco de un CTV tipo *Swath*

Los cascos sumergidos permanecerán bajo el agua y la superficie de flotación viene definida por la intersección de los arbotantes con el plano que defina la flotación. Por encima de la línea del agua, estos buques son parecidos a los catamaranes.

En la imagen siguiente se puede ver la apariencia de este tipo de embarcaciones:

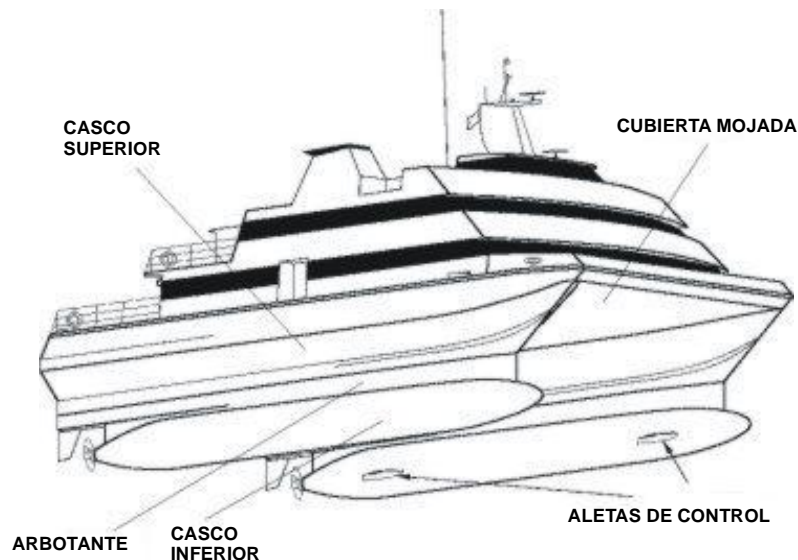


Ilustración 79 Apariencia exterior del Swath

La principal diferencia entre un *Swath* y un Monocasco reside en la reducida área de flotación que presenta el primero. Esta diferencia afecta en aspectos hidrostáticos, de disposición interior, estabilidad, maquinaria y aspectos estructurales. Por lo tanto, esta característica es la que otorga a este tipo de buques un excelente comportamiento en el mar, ya que las fuerzas de excitación ejercidas por las olas se ven reducidas.

Las principales características que presentan las embarcaciones de tipo *Swath* son las siguientes:

- Velocidades moderadas, con un bajo índice de movimientos, tanto a alta como a baja velocidad, en un amplio intervalo de estados de mar
- Gran operatividad: desarrolla múltiples misiones con diversos estados de mar
- Capacidad de pasajeros limitada por clases (12 o más)
- Capacidad de carga limitada, incluso menor que la de un Catamarán
- Comodidad para la tripulación debido al amortiguamiento de los cascos y a que los motores están en los cascos sumergidos, por lo que los ruidos y vibraciones son menores: menores mareos, fatigas y cansancio
- Movimientos de cabeceo y balanceo reducidos
- Pueden operar para una altura de oleaje máxima de 2,5 metros
- Acceso seguro a estructuras en el mar para oleaje de más de 1,5 m de altura

- Aceleraciones menores a las de un Monocasco
- Buena maniobrabilidad a bajas velocidades, debido a la gran separación entre propulsores, a los que se puede aplicar distinta potencia y sentido de giro, consiguiendo un gran momento de giro
- Alto rendimiento propulsivo para altos estados de mar, así como un mejor mantenimiento de las palas del propulsor
- Las formas de las cubiertas son más cuadradas que en un Monocasco en el que se afinan cerca de los extremos, por lo que se consigue una mayor efectividad en la disposición interior
- Mucha mayor sensibilidad a los cambios de peso que en los Monocascos, ya que las toneladas por centímetro de inmersión (parámetro que indica lo sensible que es un buque a los cambios de peso en la fase de operación) son menores debido a la reducida área de flotación
- Materiales y equipos utilizados más costosos, debido a que han de ser lo más pequeño posible para no superar la limitación impuesta por las toneladas por centímetro de inmersión admisibles
- Mayor coste debido al hecho de tener que instalar doble propulsión
- Su alto puntal dificulta las operaciones de embarque y desembarque
- El consumo de combustible es mayor que en un Monocasco, pero se puede rentabilizar debido a la operatividad que se obtendrá del buque

A continuación se muestran dos fotografías reales de un *Swath* de la empresa *CTRUK*. Se trata del modelo *CWishper*:



Ilustración 80 *Swath* CTRUK *CWishper* (Fuente: CTRUK)

Y, por último, una imagen con el esquema de la disposición frontal, planta y perfil de este mismo modelo (*CWishper*):

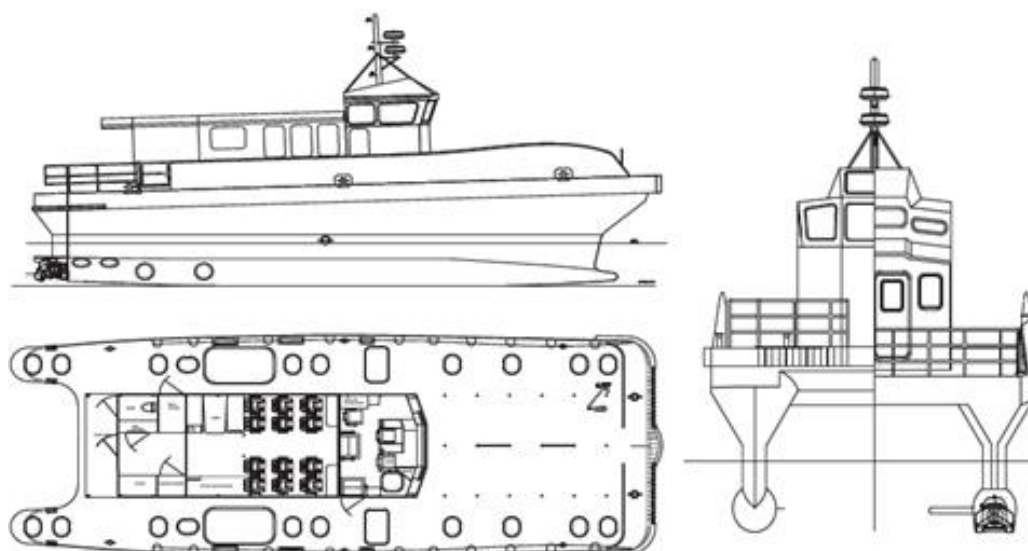


Ilustración 81 Disposición frontal, planta y perfil del *Swath* modelo *CWishper* (Fuente: *CTRUK*)

Además, en Marzo de 2011 surgió un novedoso CTV que combina ciertas características del *Swath* y del Catamarán. Se trata de un modelo desarrollado por la empresa *Odfjell Wind AS* y que recibe el nombre de *FOB SWATH*:

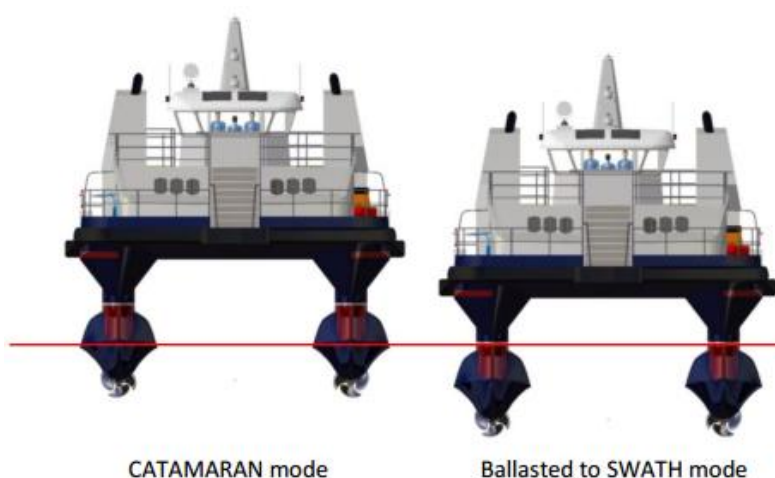


Ilustración 82 Embarcación *FOB SWATH* (Fuente: *Odfjell Wind AS*)

Cuando funciona en modo Catamarán puede alcanzar elevadas velocidades a la vez que el consumo de combustible se mantiene en niveles aceptables. Cuando adquiere la configuración propia del *Swath* presenta una elevada estabilidad debido a que los movimientos se ven reducidos, por lo tanto funciona de manera suave y segura, lo cual asegura un cierto nivel de confort al personal.

En líneas generales, esta embarcación funciona en modo *Swath* cuando trata de acceder a las estructuras marinas (altura significativa de ola de hasta 3 metros), y como un Catamarán cuando navega. El cambio de un modo a otro se lleva a cabo de manera rápida (35 segundos).

A continuación se muestran dos fotografías de un *FOB SWATH* real:



Ilustración 83 Embarcación *FOB SWATH* (Fuente: *Odffell Wind AS*)

6.5.1.1.4. Comparación entre *CTVs*

En esta sección se van a comprar varios parámetros que son de gran relevancia sobre el comportamiento o características de los *CTVs*.

Para resumir este análisis acerca de la configuración de cascos para embarcaciones de tipo *CTV*, a continuación se muestra el comportamiento que presenta cada una de ellas respecto al ángulo de escora cuando navegan en mares con oleajes de altura significativa de entre 1,5 y 2 metros:



Ilustración 84 Comportamiento en el mar de los distintos *CTVs* (Fuente: *Iberdrola Ingeniería*)

En las siguientes gráficas se puede ver la comparación respecto a la altura de ola máxima bajo la cual pueden efectuar trabajos de forma segura, y la velocidad de servicio de los distintos CTVs:

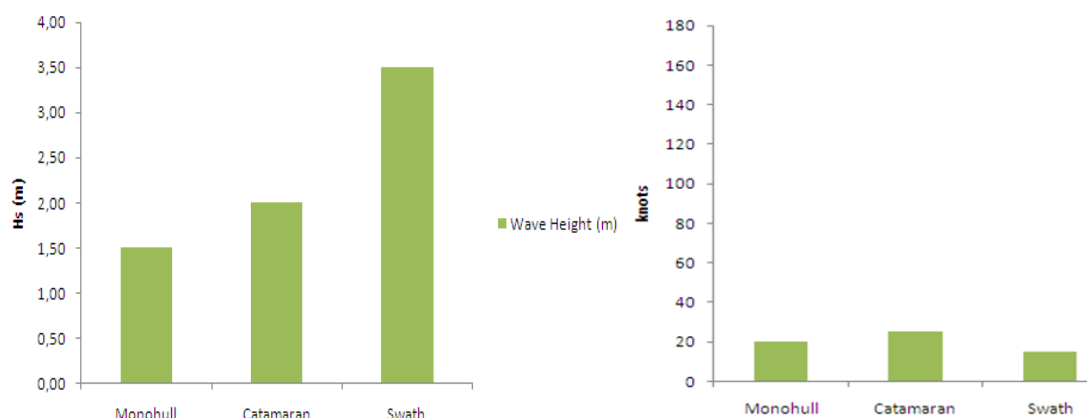


Ilustración 85 Comparación altura de ola máxima y velocidad (Fuente: Iberdrola Ingeniería)

En esta última gráfica se muestran las diferencias que existen entre el Monocasco, Catamarán y *Swath* respecto a la capacidad que tienen para transportar personal y carga de forma segura:

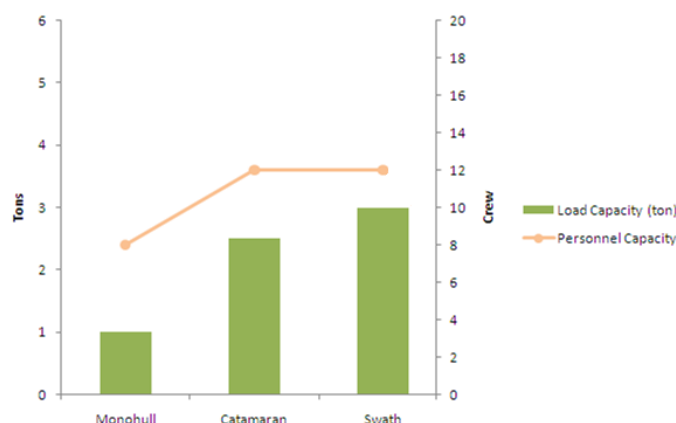


Ilustración 86 Capacidad de personal y carga (Fuente: Iberdrola Ingeniería)

6.5.1.2. Acceso por mar para actividades de mantenimiento pesado

Cuando surge la necesidad de llevar a cabo un mantenimiento que implica la manipulación de componentes voluminosos y pesados, no se puede utilizar un CTV para acceder a la instalación, ya que no dispone de los requerimientos necesarios en materia de espacio y carga admisible. En lugar de estos buques, se han de emplear embarcaciones de mayor tamaño que sean capaces de realizar las actividades necesarias para solventar el mantenimiento de manera satisfactoria.

Las embarcaciones para mantenimiento pesado son utilizadas tanto en reparaciones programadas como no programadas, y se utilizan para la retirada o la sustitución de grandes componentes, como puede ser un transformador, las palas o la multiplicadora.

Son embarcaciones muy costosas y su disponibilidad es baja. Los promotores o la empresa encargada del mantenimiento deberán elegir el tipo de contratación a realizar de este tipo de barcos:

- Alquiler para solucionar una avería puntual tan pronto como ocurra
- Alquiler después de haber esperado a que un número crítico de equipos desarrollen averías suficientemente graves
- Alquiler de forma rutinaria asumiendo que la instalación va a presentar averías de componentes mayores
- Alquiler de largo plazo para reparar o sustituir componentes pesados en muchos elementos de la instalación debido a defectos de serie
- Compra de un barco para tener total disponibilidad

Hasta ahora, este tipo de servicios de mantenimiento han sido acometidos por los mismos barcos que se utilizaban durante la fase de instalación, pero estos presentaban especificaciones muy por encima de las que se necesitan en las tareas de mantenimiento anteriormente mencionadas, además de elevadas tarifas de alquiler.

Por ejemplo, los barcos *Jack-up* utilizados en el proceso de instalación han de contar con amplios espacios en cubierta para transportar el mayor número de componentes (palas, *nacelles*, etc.) y, de esta manera, reducir el número de viajes al puerto de instalación. En la siguiente imagen se puede observar el nivel de carga de componentes de un barco *Jack-up* de instalación en operación:

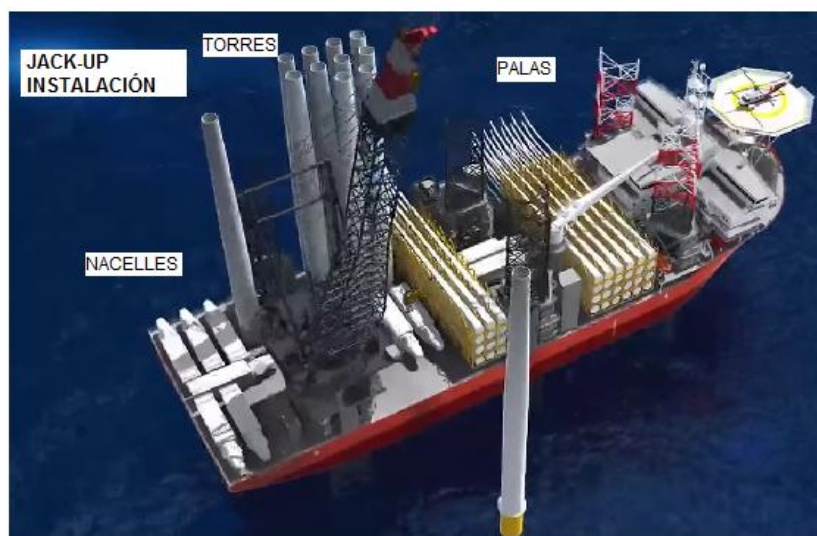


Ilustración 87 Embarcación de tipo *Jack-up* de instalación

Por ello surge la necesidad de utilizar embarcaciones específicamente diseñadas para la ejecución de tareas de mantenimiento pesado, como pueden ser las siguientes:

- Embarcaciones de tipo Jack-up
- Embarcaciones estabilizadas por piernas (Leg-stabilised)
- Embarcaciones para elevaciones pesadas (*Heavy lift*)

En los próximos puntos se explicará en qué consiste cada concepto de embarcación y sus características más destacables, sin embargo, se puede realizar un análisis previo sobre cuál es el estado actual en cuanto al uso de cada una de ellas. En este momento, según un informe publicado por la EWEA en 2011, el número de embarcaciones estabilizadas por piernas es considerablemente bajo. Además, según un informe de DNV del año 2011 también, el hecho de que las tarifas de alquiler de las embarcaciones para elevaciones pesadas sean tan elevadas ha propiciado un progresivo desuso de los mismos. Por tanto, las embarcaciones de tipo *Jack-up* aparecen como la alternativa más empleada y con mayor desarrollo a día de hoy en el mercado de los mantenimientos pesados en parques eólicos marinos.

Después de considerar las características del componente dañado (peso, tamaño, etc.) y de estudiar la capacidad de cada una de las embarcaciones descritas anteriormente (capacidad de elevación, profundidad máxima de funcionamiento, disponibilidad, precio, etc.) se seleccionará la opción más adecuada para llevar a cabo la actividad de mantenimiento.

Es necesario, por tanto, conocer el modo de funcionamiento y las características de las embarcaciones anteriores:

6.5.1.2.1. Embarcaciones de tipo *Jack-up*

Este tipo de embarcación son unidades capaces de elevarse a sí misma mediante el uso de un casco flotante con un determinado número de piernas (generalmente entre 3 y 6). Son capaces de elevar sus cascos sobre la superficie marina estableciendo sus piernas sobre el lecho marino. Además, el buque está equipado para el posicionamiento dinámico, de esta manera se consigue una estabilidad necesaria para las operaciones en las que se utilicen grúas, incluso bajo condiciones adversas del estado del mar.

Los buques de tipo *Jack-up* tienen capacidad para transportar 6.500 toneladas y puede operar en aguas de hasta 45 o 60 metros de profundidad (dependiendo del modelo). Cada pata puede llegar a pesar unas 900 toneladas, y medir 85 metros de largo y 4,50 metros de diámetro. Son estas patas, las que permiten al buque alzarse sobre sí mismo, dejando al casco bien lejos del agua. Las dimensiones típicas de estas embarcaciones son: 140 m de eslora y 38 m de manga, con un calado de 5 metros. La

velocidad de servicio es de 12 nudos. Están equipados con grúas especiales de gran tonelaje (900 toneladas aproximadamente) que permiten levantar pesos elevados, y con brazos de alcance de grandes dimensiones (30 metros por ejemplo) para poder operar con las diferentes piezas que componen la instalación. Pueden operar hasta unos 120 metros por encima del nivel del mar y pueden alojar una tripulación de aproximadamente 70 personas durante los trabajos en alta mar.

Actualmente, existe una fuerte demanda de barcos *Jack-up* dedicados exclusivamente a la fase de operación y mantenimiento, los cuales tienen menos espacio de almacenamiento en cubierta. Sin embargo, la realidad apunta a que lo más probable será el uso de las embarcaciones de instalación *Jack-up* más antiguas a medida que éstas se vayan renovando por barcos más modernos.

Las siguientes dos imágenes muestran dos embarcaciones *Jack-up* distintas y en diferentes escenarios:



Ilustración 88 Embarcación de tipo *Jack-up* Aeolus durante una operación (Fuente: Van Oord)



Ilustración 89 Embarcación de tipo *Jack-up* en puerto

6.5.1.2.2. Embarcaciones estabilizadas por piernas (*Leg-stabilised*)

El funcionamiento de las embarcaciones *Leg-stabilised* es muy similar al de las embarcaciones de tipo *Jack-up*. En lugar de elevar el casco sobre la superficie marina, este tipo de embarcaciones utilizan sus piernas para estabilizar el casco. Por tanto, son ideales para operaciones en lugares con aguas poco profundas. Sin embargo, tienen una capacidad para las operaciones de grúa limitada debido al hecho de que el casco de las embarcaciones permanece sumergido y, por tanto, está sujeto a movimientos inducidos por el oleaje.

6.5.1.2.3. Embarcaciones para elevaciones pesadas (*Heavy lift*)

Son capaces de elevar cargas verdaderamente pesadas características de la industria de la energía eólica marina. Estas embarcaciones poseen la mayor capacidad de elevación mediante grúa de toda la industria marina debido al hecho de que han sido especialmente diseñada para la instalación de módulos pre ensamblados de la industria del gas y petróleo marina. Como contrapartida, destaca el hecho de que sus tarifas de alquiler son directamente proporcionales a la capacidad de elevación, es decir, son embarcaciones costosas.

6.5.1.3. Acceso aéreo

Además de los *CTVs*, el transporte de personas, desde el puerto hasta el parque eólico marino o dentro de la propia instalación, se puede llevar a cabo con helicópteros, tal y como se hace habitualmente en la industria del gas y petróleo.

El uso de helicópteros permite mayores velocidades de transporte frente a las embarcaciones marinas, además de no verse afectado por condiciones marítimas adversas como el fuerte oleaje.

Por el contrario, las operaciones se ven limitadas por la niebla y el hielo, ya que cuando la visibilidad es inferior a 3 kilómetros no es aconsejable su uso. Además, tanto la capacidad de carga a transportar como el número de técnicos que puede trasladar es menor que en los barcos, y sus costes operacionales son más elevados. Según *BVG Associates*, una consultora técnica con experiencia en sistemas eólicos de generación de electricidad, se ha observado una tendencia de no continuidad en el uso de helicópteros para transportar personal en sector de la energía eólica marina debido, en gran parte, a los riesgos relacionados con la seguridad y la salud, teniendo en cuenta los numerosos viajes que son necesarios durante la fase de O&M.

Como se ha comentado anteriormente, la accesibilidad a las estructuras marinas utilizando helicópteros es mucho mayor que si se emplean embarcaciones *CTVs*, tal y como se puede ver en el siguiente ejemplo de *DONG Energy*:



"20m crew vessel from Northern Offshore "M/V Assister" currently used on HR2. The vessel is a catamaran design which also is the design expected to work on WDS



Ilustración 90 Comparación de accesibilidad anual entre CTV y helicóptero (Fuente: DONG Energy)

Los parámetros más importantes a tener en cuenta para tomar la decisión sobre qué helicóptero escoger son:

- Velocidad, para estimar el tiempo de los viajes
- Consumo de combustible
- Autonomía
- Capacidad de carga (tanto de personal, como de equipos)
- Velocidad de viento bajo la cual es capaz de operar

También para este tipo de medio de transporte hay que diferenciar entre distintos tipos. En este caso, el criterio que se va a utilizar para clasificarlos es de acuerdo al tipo de trabajo al que se van a enfrentar:

6.5.1.3.1. Helicópteros dentro de la instalación (*utility helicopters*)

Se trata de aeronaves polivalentes capaces de desempeñar un gran número de actividades como elevar personas y cargas y transferirlas a las estructuras marinas.

De acuerdo con un informe de Iberdrola Ingeniería y Construcción de dominio público, en el cual se consultaron a varias compañías relacionadas con este campo, los valores habituales de los parámetros más importantes son:

- Velocidad de crucero: hasta 155 nudos
- Consumo de combustible: entre 190 y 220 kg/h
- Velocidad máxima del viento a la que puede operar de forma segura: entre 40 y 50 nudos

- Capacidad de carga: 1 tonelada
- Capacidad de personal: 4 toneladas

Por último, se muestran imágenes de este tipo de helicópteros:



Ilustración 91 Operación de un helicóptero *utility* en el parque eólico de *Alpha Ventus* (Fuente: *Alpha Ventus*)



Ilustración 92 Operación de un helicóptero *utility* (Fuente: Iberdrola Ingeniería)

6.5.1.3.2. Helicópteros para transporte desde tierra (*offshore transport helicopters*)

Son aeronaves capaces de transportar una cantidad de personal y carga mucho mayores que los helicópteros anteriores debido a su diseño y a su gran tamaño.

De acuerdo con el mismo informe de Iberdrola Ingeniería y Construcción nombrado en el punto anterior, los valores habituales de los parámetros más importantes son:

- Velocidad de crucero: hasta 140 nudos
- Consumo de combustible: entre 500 kg/h
- Velocidad máxima del viento a la que puede operar de forma segura: entre 40 y 50 nudos
- Capacidad de carga: 5 toneladas
- Capacidad de personal: 19 toneladas

Por último, se muestran imágenes de este tipo de helicópteros:



Ilustración 93 Helicóptero *offshore transport* en el helipuerto (Fuente: Iberdrola Ingeniería)



Ilustración 94 Helicóptero *offshore transport* (Fuente: Iberdrola Ingeniería)

6.5.1.3.3. Comparación entre helicópteros

En esta sección se van a comparar varios parámetros que son de gran relevancia sobre el comportamiento o características de los dos tipos de helicópteros vistos en los puntos anteriores.

En las siguientes gráficas se puede ver la comparación respecto a la máxima velocidad del viento a la que ambos helicópteros pueden hacer frente, y la velocidad de servicio:

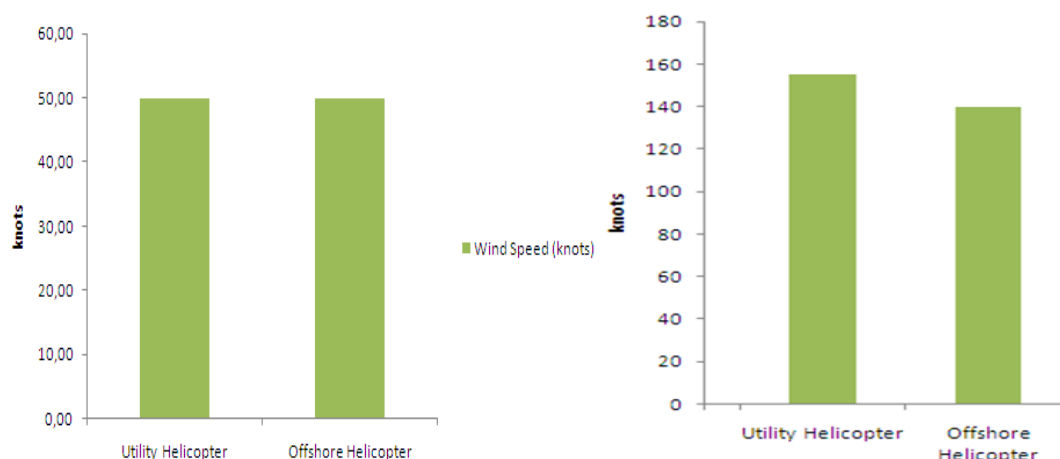


Ilustración 95 Comparación velocidad de viento máxima y velocidad (Fuente: Iberdrola Ingeniería)

En esta última gráfica se muestran las diferencias que existen entre el helicóptero *utility* y el helicóptero *offshore transport* respecto a la capacidad que tienen para transportar personal y carga de forma segura:

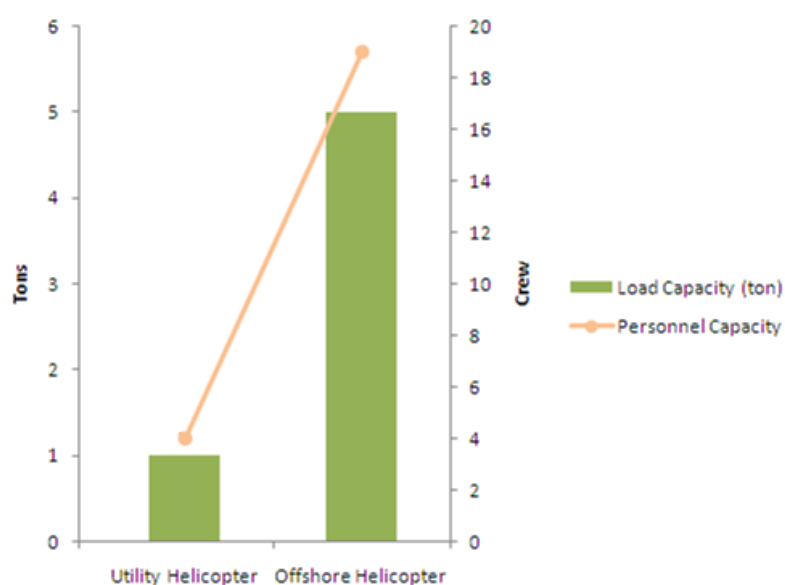


Ilustración 96 Capacidad de personal y carga (Fuente: Iberdrola Ingeniería)

6.5.2. Sistemas de transferencia *offshore*

La transferencia de personal a las subestaciones marinas y, sobre todo, a los aerogeneradores es uno de los retos más desafiantes a los que hay que hacer frente durante la fase de operación y mantenimiento de un parque eólico marino, ya que el acceso de forma segura a una instalación ubicada en el mar es mucho más complicado y más costoso económicamente que hacerlo a una instalación terrestre.

En las zonas marinas donde se ubican estos parques eólicos adquieren especial importancia las condiciones del viento y del oleaje, llegando incluso a resultar imposible llevar a cabo las maniobras de transferencia a las estructuras marinas. Esta cuestión se ha abordado con mucho interés en los últimos años ya que podría permitir disminuir de forma importante los gastos operacionales. Por ello, es un campo en el que actualmente se sigue trabajando en busca de la alternativa más óptima que permita a los trabajadores acceder de forma segura a las estructuras *offshore* durante el máximo tiempo posible.

Para elaborar una clasificación acerca de los sistemas de transferencia a las estructuras marinas, se va a utilizar la norma *DNV-OS-J201*, la cual incluye las siguientes alternativas:

6.5.2.1. Sistemas *fendering*

Se trata de la solución más habitual y simple, consistiendo en realizar la transferencia del personal de mantenimiento directamente desde la embarcación a la plataforma *offshore*.

La embarcación normalmente se aproxima a la estructura en el lado de sotavento para evitar que las olas y el viento perturben la maniobra de transferencia. Este método de aproximación no siempre es eficaz, ya que las estructuras de soporte de tipo monopilote son demasiado pequeñas en diámetro como para proporcionar una protección adecuada.

Habitualmente se utilizan las escaleras instaladas en la estructura, o cualquier dispositivo de escalada similar, para realizar el desembarco directo. La embarcación usa la potencia del motor para presionar constantemente contra la estructura, compensado así el movimiento inducido por las olas. De esta forma se mantiene un contacto constante y estable entre la embarcación y la estructura, por lo que el personal podría acceder a la estructura directamente por la cubierta de la embarcación. Además, este procedimiento también permite la transferencia de carga si se cuenta con una grúa apropiada para ello en la cubierta de la embarcación.



Ilustración 97 Sistema *fendering* en un aerogenerador y subestación marina (Fuente: *South Boats web*)

El rendimiento de este tipo de sistemas de transferencia está plenamente condicionado por el tipo de embarcación utilizada: tamaño, diseño, potencia, dispositivos de elevación adicionales, etc. A continuación se exponen las características típicas que se suelen atribuir a estos sistemas, si bien los mismos pueden fluctuar en función del tipo de embarcación utilizada:

- Capacidad de personal: 1 única persona a la vez
- Capacidad de carga: entre 100 y 150 kg, más si existen dispositivos de elevación adicionales
- Compensa el movimiento de las olas mediante la potencia del motor y la estabilidad propia de la embarcación
- Acceso seguro para altura de olas de entre 1 y 2,5 metros
- Requerimientos especiales en el diseño de la embarcación y de la estructura marina
- Riesgos en la maniobra de transferencia asociados a las crecidas del nivel del mar y a la posible formación de hielo en las escaleras de acceso
- Coste económico reducido en comparación con los demás sistemas de transferencia

Existen más alternativas en la modalidad de sistemas *fendering*. También se puede efectuar la transferencia de personal a las estructuras marinas poniendo en contacto la parte trasera de la embarcación con la estructura, o mediante el uso de escaleras de acceso directamente montadas sobre la embarcación, siendo el sistema de compensación del movimiento de las olas el mismo, es decir, la potencia del motor presionando constantemente contra la estructura:

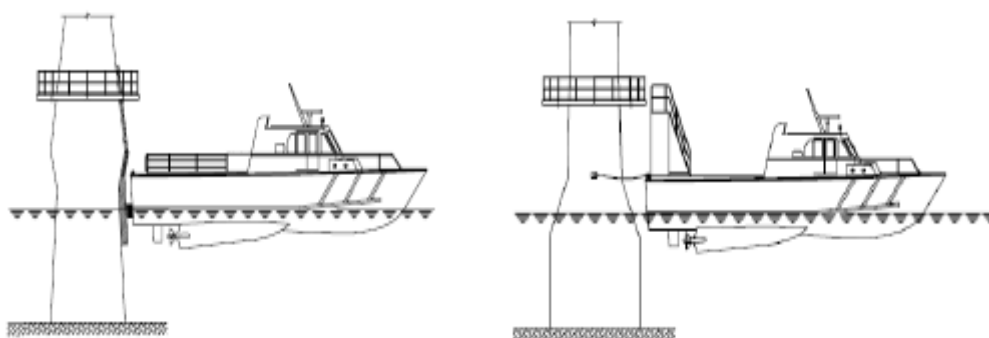


Ilustración 98 Sistema *fendering* parte trasera (Fuente: *Offshore Centre Denmark*)

Otra posibilidad consiste en utilizar escaleras accionadas por métodos hidráulicos, en los cuales la pasarela es extensible y se sujeta o bien directamente en la plataforma, o en la estructura principal:

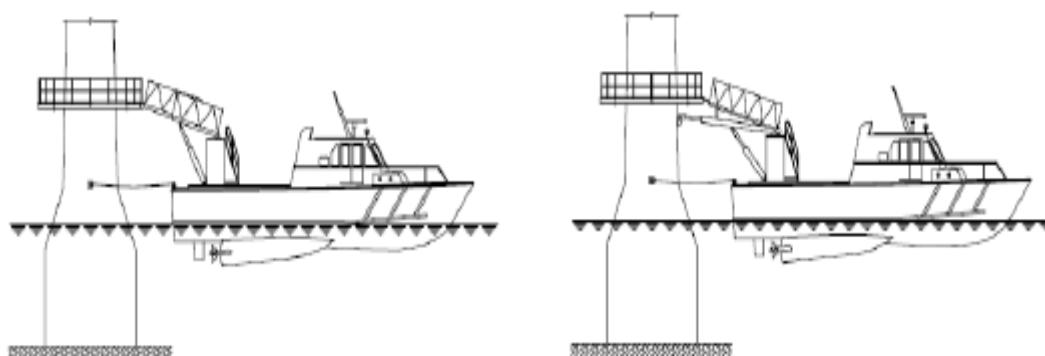


Ilustración 99 Desembarco directo parte trasera con escaleras hidráulicas (Fuente: *Offshore Centre Denmark*)

Cabe destacar que el método de acceso gestionado hidráulicamente puede incluir el sistema de compensación de movimientos.

6.5.2.2. Sistemas de pasarelas acopladas

Este sistema consiste en conectar de forma directa o indirecta una pasarela, que está montada en la embarcación, a la estructura *offshore* para poder permitir el acceso del personal.

En aquellos parques eólicos marinos en los que se quiera emplear este tipo de sistemas, es necesario aplicar una serie de criterios en el diseño. Las estructuras *offshore* a las que se necesiten acceder, la plataforma de desembarco, la pasarela y la disposición del acoplamiento deben ser diseñadas para hacer frente a las cargas máximas e impactos más severos que puedan producirse durante la maniobra de desembarque. Además, los mecanismos de unión entre la pasarela y la estructura deben ser diseñados de tal manera que se prevea el estrés al que estarán sometidos.

También se podría evaluar la idea de montar la pasarela en la estructura marina en lugar de en la propia embarcación, aunque habría que estudiar la frecuencia de uso que se le daría a dicha pasarela.

6.5.2.2.1. Sistema de Acceso Marino (*Offshore Access System, OAS*)

Se trata de un sistema desarrollado por *Offshore Solutions BV*, que consiste en una pasarela o puente telescópico de 21 metros de longitud que se instala en la embarcación. Cuando la pasarela se encuentra extendida hacia el aerogenerador, el sistema de compensación de movimiento vertical mantiene la parte final de la pasarela a una altura constante. Este sistema incorpora una referencia de movimientos en el sistema hidráulico, lo cual permite mantener la punta de la pasarela a una altura constante en relación con la horizontal. Esto permite que la conexión entre la pasarela y la estructura marina sea segura para una altura de ola de 3 metros. Se acopla un mecanismo de enganche en el contacto

Se trata de uno de los sistemas más seguros y fiables en la actualidad para permitir al personal de mantenimiento acceder a las plataformas *offshore*, ya que es un sistema suficientemente probado. A mediados del año pasado se conocían los siguientes datos: alrededor de 7 años de uso, con más de 9000 conexiones y 160.000 personas transferidas, con ningún accidente.

En la siguiente fotografía se muestra este sistema de acceso en pleno funcionamiento:



Ilustración 100 Sistema de acceso OAS (Fuente: *Seatools web*)

La empresa encargada de su distribución asegura que llevan a cabo la instalación en 24 horas. En la siguiente fotografía aparece el módulo del sistema antes de ser instalado o puesto en marcha:



Ilustración 101 Módulo del OAS antes de ser instalado (Fuente: *Offshore Solutions BV*)

A continuación se exponen las características típicas que se suelen atribuir a estos sistemas:

- Capacidad de personal: 3 personas a la vez
- Capacidad de carga: 300 kg
- Compensa el movimiento de las olas mediante un sistema de compensación de movimientos
- Acceso seguro para altura de olas de hasta 3 metros
- Requerimientos especiales en el diseño de la embarcación y de la estructura marina (poste vertical, cubierta)

6.5.2.2.2. Sistema de Transferencia Marino (*Offshore Transfer System, OTS*)

Se trata de un sistema desarrollado también por *Offshore Solutions BV*, que consiste en una pasarela telescópica de peso ligero que ha sido concebida para el uso en ubicaciones en las que el estado del mar es benigno (mares para una altura de ola significativa de 1,5 metros máximo) permitiendo el acceso de forma segura desde rápidos *CTVs* a una estructura *offshore*.

El sistema *OTS* puede instalarse a bordo de cualquier embarcación, mientras que necesita que el estructura marina haya instalado un poste que servirá como punto de

conexión. El funcionamiento del sistema *OTS* es sencillo y no depende de un sistema de compensación de movimientos. Los brazos de acoplamiento se extienden desde debajo de la pasarela una vez que el *OTS* se mueve desde su posición recogida a su posición de acercamiento. A continuación el gancho de retención que se encuentra en el extremo del brazo de acoplamiento se fija alrededor del poste vertical en la estructura fija. Una vez establecida la conexión, un operario empuja la pasarela hacia adelante hidráulicamente. Por último, la pasarela interior es extendida y se asegura la posición de funcionamiento que permite la transferencia de personal de forma segura.

A continuación se muestran un par de imágenes de este tipo de sistema de acceso:



Ilustración 102 Sistema de acceso *OTS* (Fuente: *Offshore Solutions BV*)

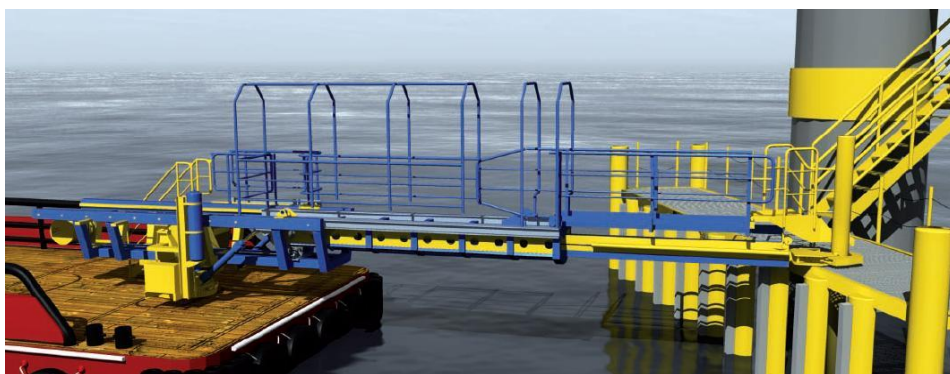


Ilustración 103 Sistema de acceso *OTS* (Fuente: *Iberdrola Ingeniería*)

A continuación se exponen las características típicas que se suelen atribuir a estos sistemas:

- Capacidad de personal: 3 personas a la vez
- Capacidad de carga: 300 kg

- Longitud de la pasarela: 9 m
- No compensa el movimiento de las olas
- Acceso seguro para altura de olas de 1,5 metros máximo
- Requerimientos especiales en el diseño de la embarcación y de la estructura marina (poste vertical)

6.5.2.2.3. Seabridge

Se trata de un concepto que surgió en 2009 basado en la idea de que la embarcación ha de ser amarrada con cuerdas a la estructura marina, como si estuviera amarrada a puerto. De esta manera se solventa el problema de la inestabilidad del medio en el que se llevan a cabo estas maniobras. El sistema consta de una escalera telescópica que es apoyada desde la cubierta de la embarcación hasta el acoplamiento montado en la estructura *offshore*. Durante la operación de despliegue de la pasarela, la escalera es guiada por cuerdas que conectan la pasarela a la estructura en cuestión. Esta pasarela se mantiene bajo tensión debido a la fuerza de remolque de la embarcación. Este sistema debería permitir el acceso al personal para olas de hasta 3 metros de altura.

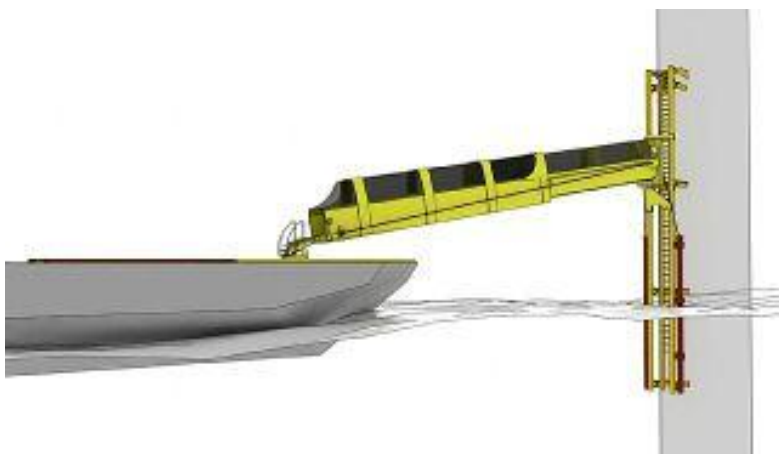


Ilustración 104 Concepto Seabridge (Fuente: Fjordenes Tidende)

6.5.2.2.4. Waterbridge

Se trata de un concepto desarrollado por *IHC Engineering Business Ltd.* y que consiste en un puente hinchable de 8 metros de longitud que permite el acceso a las estructuras marinas en un gran rango de condiciones climatológicas y marítimas (hasta 2,5 metros de altura de ola).

Una vez desplegado, el *Waterbridge* minimiza el efecto del movimiento relativo entre la embarcación de apoyo y el punto de transferencia, permitiendo un acceso sencillo y seguro en un amplio rango de estados de mar.

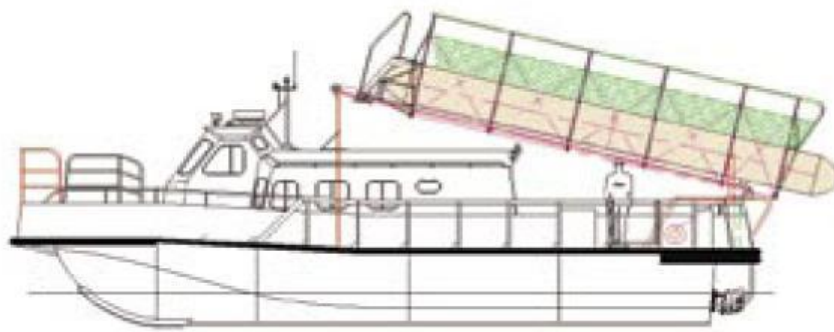


Ilustración 105 Esquema del sistema de acceso *Waterbridge* (Fuente: Iberdrola Ingeniería)



Ilustración 106 Sistema de acceso *Waterbridge* durante una operación (Fuente: Iberdrola Ingeniería)

A continuación se exponen las características típicas que se suelen atribuir a estos sistemas:

- Capacidad de personal: 1 personas a la vez
- Capacidad de carga: 150 kg
- Longitud de la pasarela: 8 m
- No compensa el movimiento de las olas
- Acceso seguro para altura de olas de 2,5 metros máximo
- Modificaciones mínimas de la estructura marina

6.5.2.3. Transporte de personal (*personnel carriers*)

El tercer grupo de sistemas de transferencia marinos es el llamado transporte de personal, y consiste en utilizar elementos que estén aprobados para transportar personas y cualquier tipo de carga, como pueden ser cestas o jaulas en el proceso de transferencia de personal de la embarcación a la instalación marina. De esta manera, la maniobra se puede realizar con el barco situado en una ubicación relativamente separada de la instalación, es decir, sin estar directamente en contacto.

Las estructuras de elevación deberán ser diseñadas para permitir una elevación vertical segura teniendo en cuenta el balanceo y oscilación de la carga, además de intentar minimizar las posibilidades de impacto con la embarcación o con la instalación. Los elementos empleados para la transferencia de personal deberán cumplir con las legislaciones aplicables y el conjunto del sistema debe proteger a los usuarios de los impactos laterales y verticales que pueden aparecer durante la operación.

6.5.2.3.1. Sistema de transferencia de personal (*personnel transfer system, PTS*)

Este sistema fue desarrollado por *PTS-Personnel Transfer System GmbH* y, actualmente, consiste en una articulación hidráulica de dos brazos controlada por radio que debe ser instalada en cada una de las estructuras marinas a las que se pretenda acceder utilizando este método. Se utiliza para la transferencia de personal y carga desde la embarcación hasta las estructuras marinas sin la necesidad de establecer contacto mecánico entre la embarcación y la estructura de soporte de la instalación. El principio de transferencia es similar al utilizado en los helicópteros.

Para la transferencia el usuario lleva un sistema de cinturón que conecta con el gancho de transferencia. Se tiene que dejar una distancia de seguridad de al menos 5 metros respecto a la estructura marina a la que se quiere acceder. Este sistema cuenta con un sistema de compensación total de movimientos. La persona que está siendo transferida maneja el sistema *PTS* a través de un sistema de control remoto vía radio.

No se trata de la mejor manera de optimizar los costes de un parque eólico marino, ya que existe la necesidad de instalar un sistema *PTS* por estructura marina, mientras que en el resto de sistemas se instala únicamente en las embarcaciones marinas. Por ello, y pese a ser una de las primeras soluciones comerciales del mercado, no hay todavía ninguna referencia en la industria de la energía eólica marina.

A continuación se exponen las características típicas que se suelen atribuir a estos sistemas:

- Capacidad de personal: 1 personas a la vez

- Capacidad de carga: 500 kg
- Peso del sistema: 4,5 toneladas
- Sistema de compensación total del movimiento de las olas (rango de 6 metros de distancia)
- Acceso seguro para altura de olas de 3 metros máximo
- Velocidad de viento máxima permitida: 18 m/s

Por último se muestran dos imágenes del sistema *PTS*:



Ilustración 107 Sistema *PTS* (Fuente: Iberdrola Ingeniería)

6.5.2.3.2. Cápsulas de transferencia de personal *FROG* y *TORO*

Son dispositivos de transferencia de personal desarrollados por *Reflex Marine Ltd.* y son medios similares para llevar a cabo la transferencia de personal en alta mar mediante una grúa, permitiendo transportar hasta 9 personales al mismo tiempo.

Las cápsulas han sido diseñadas para proporcionar una mayor protección a los pasajeros cuando se lleva a cabo la transferencia de personal entre la embarcación y la instalación. Las cápsulas protegen a los trabajadores de los grandes peligros derivados de este tipo de operaciones: caídas, latigazos cervicales, impactos verticales o laterales.

La estructura consiste en un robusto marco de acero inoxidable con un conjunto interior cuya columna central son asientos amortiguados montados en una columna central con diseño antideslizante que proporciona protección adicional a los pasajeros. La estructura exterior contiene los elementos flotantes que aseguran a las cápsulas una adecuada flotabilidad.

Tanto el sistema *FROG* como el sistema *TORO* son usados por la inmensa mayoría de los operadores y subcontratistas internacionales de la industria del gas y el petróleo.

Estos sistemas están disponibles para capacidades de 3, 6 y 9 personas. Las capacidades de carga de cada uno de ellos son 330, 570 y 900 kg respectivamente. Y el peso de cada uno de ellos es de 815, 1200 y 2000 kg respectivamente.

Las cápsulas son movidas por una grúa que debe tener sistema de compensación de movimientos de balanceo y cabeceo.



Ilustración 108 Diferentes modelos de sistemas *FROG* y *TORO* (Fuente: Iberdrola Ingeniería)



Ilustración 109 Operario en un sistema *FROG* o *TORO* (Fuente: Iberdrola Ingeniería)

A continuación se exponen las características típicas que se suelen atribuir a estos sistemas:

- Capacidad de personal: variable en función del modelo
- Sistema de compensación de movimientos de cabeceo y balanceo mediante grúa
- El parámetro de altura de ola máxima dependerá de la grúa y de la altura de ola máxima que sea capaz de aguantar la embarcación

6.5.2.4. Sistemas de compensación total de movimientos

Estos sistemas equilibran activamente todos los movimientos inducidos por las olas para hacer que la transferencia a las estructuras marinas sea lo más segura y fiable posible.

Se han diseñado múltiples conceptos para compensar activamente el movimiento de las olas. Habitualmente, se monta el equipamiento de compensación sobre la embarcación. A continuación se exponen varias soluciones basadas en este concepto:

6.5.2.4.1. Sistema Ampelmann

Sistema desarrollado por la empresa *Ampelmann Operations BV* que permite el acceso a estructuras marinas de forma estable con olas de entre 2,5 y 3 metros de altura, dependiendo del tamaño de la embarcación. Este sistema está montado en la cubierta de la embarcación y se encarga de compensar el movimiento causado por el medio marino con la ayuda de un sistema hidráulico. El sistema elimina cualquier movimiento relativo entre la embarcación y la estructura marina tomando medidas instantáneas de los movimientos que experimenta el barco y compensándolos mediante el uso de 6 cilindros hidráulicos. El resultado es que la parte superior de la pasarela *Ampelmann* permanece en un estado de equilibrio completo en todo momento. En este momento, la pasarela puede ser desplegada hacia la estructura *offshore*, estableciendo un contacto directo entre el vértice de la pasarela *Ampelmann* y la estructura a la que se quiere acceder a través de una presión constante que empuja la pasarela contra la estructura. De esta manera, el personal puede caminar hasta la zona de trabajo de forma segura, incluso en condiciones de alto oleaje:



Ilustración 110 Maniobra de aproximación de la pasarela *Ampelmann* (Fuente: *Ampelmann web*)

La pasarela *Ampelmann* con el sistema de compensación de movimientos puede ser instalada en cualquier embarcación con suficiente espacio en la cubierta en aproximadamente 8 horas. La filosofía de diseño consiste en que todos sus subcomponentes son modulares para un montaje más sencillo. Estos sistemas funcionan de manera independiente, es decir, poseen sus propias fuentes de alimentación.

Además de utilizarse para la transferencia de personas, el sistema puede emplearse también para transferir de forma segura y eficiente carga, equipos y cualquier otro elemento.



Ilustración 111 *Ampelmann A-type* (izquierda) y *E-type* (derecha) (Fuente: *Ampelmann web*)

A continuación se exponen las características típicas que se suelen atribuir a estos sistemas:

- Pasarela de 12 metros de longitud
- Capacidad de carga: 240 kg
- Sistema de compensación de movimientos mediante la utilización de un sistema hidráulico
- Máxima velocidad de viento a la que puede trabajar de forma segura: 25 metros
- Altura de ola máxima entre 2,5 y 3 metros, dependiendo del tamaño de la embarcación

6.5.2.4.2. Sistema de transferencia *offshore* MOMAC (MOTS)

Sistema desarrollado por *MOMAC GmbH & Co* y que se encuentra en fase de pruebas. Se trata de un sistema de transferencia auto estabilizante que otorga un acceso seguro a las estructuras marinas mediante una compensación activa de los movimientos inducidos por las olas.

Este sistema es una combinación de tecnología robótica consolidada y equipamiento de medidas de movimientos en tiempo real. La instalación de este sistema es posible en cualquier embarcación equipada con parachoques en forma de rodillos, y que pueda cargar en su proa o en su popa un peso del sistema, 5 toneladas.

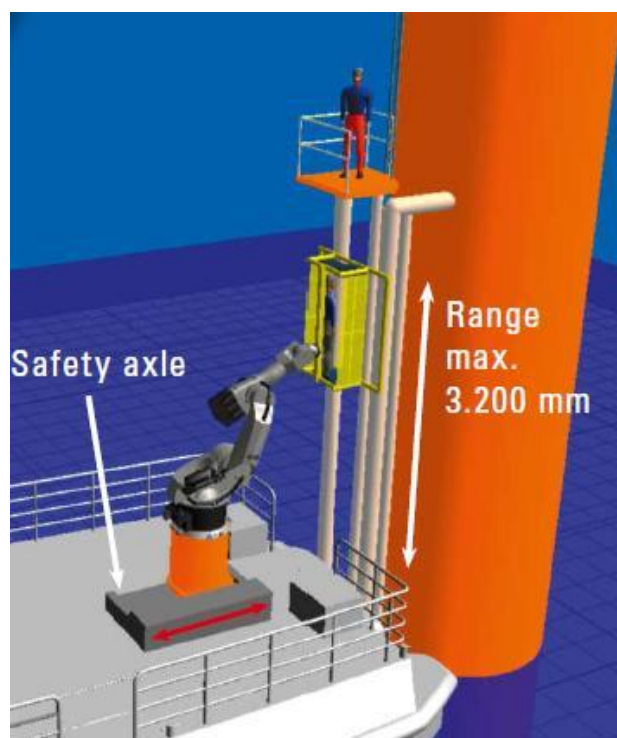


Ilustración 112 Sistema MOTS (Fuente: Iberdrola Ingeniería)

A continuación se exponen las características típicas que se suelen atribuir a estos sistemas:

- Capacidad de carga: 400 kg
- Sistema de compensación de movimientos: la embarcación es dirigida a la estructura marina mediante un parachoques con forma de rodillo en el eje X e Y. En el eje Z, la compensación es de 3,2 metros
- Máxima altura de ola depende del tipo de embarcación utilizada, puede rondar los 2,5 metros
- Necesidad especial en la embarcación de parachoques con forma de rodillos

6.5.3. Bases *offshore*

En la actualidad, están tomando cada vez más protagonismo este tipo de soluciones para la operación y mantenimiento de parques eólicos que se encuentran a grandes distancias del puerto. A pesar de lo costoso que resultan estas opciones, hay proyectos en los que es alternativa más viable para explotar la instalación.

El siguiente ejemplo es una clara muestra de lo comentado anteriormente. Se estudia el tiempo efectivo de trabajo para distintas distancias entre la instalación marina y el puerto. Se puede ver que, a medida que la distancia aumenta, el tiempo de transporte es cada vez mayor, a la vez que disminuye consecuentemente el tiempo efectivo de trabajo:

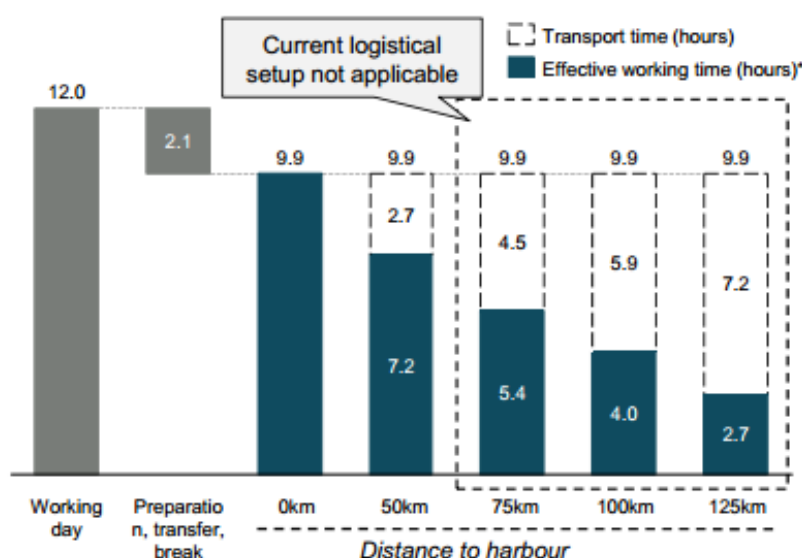


Ilustración 113 Comparación del tiempo efectivo de trabajo en función de la distancia al puerto (Fuente: DONG)

Los técnicos se alojan y residen en grandes embarcaciones o plataformas situadas en las proximidades del parque eólico y, típicamente, se alternan turnos de dos semanas de trabajo y dos semanas de descanso, tal y como se hace en la industria del gas y el petróleo.

Las ventajas son obvias: optimizar los tiempos de las intervenciones (minimizar los tiempos de desplazamientos y el tiempo de reacción, y maximizar la ventana temporal para llevar a cabo los trabajos). Además, esta alternativa permite proporcionar seguridad y cobijo a los técnicos ante situaciones climatológicas o condiciones del mar adversas.

DONG distingue entre las siguientes soluciones logísticas que están siendo investigadas o desarrolladas dentro del campo de las bases *offshore*:



Ilustración 114 Soluciones logísticas para bases *offshore* (Fuente: DONG)

Además se seguirá un criterio para clasificar estas cinco alternativas en función de si son bases *offshore* fijas o bases *offshore* flotantes:

6.5.3.1. Bases *offshore* fijas

Este tipo de bases está condicionado por la profundidad del lecho marino, ya que las plataformas se montan sobre estructuras de soporte y cimentaciones (con sus consecuentes limitaciones de profundidad), y las embarcaciones de tipo *Jack-up* no pueden emplearse en zonas en las que el fondo marino se encuentra a más de 50 metros de la superficie, debido a las restricciones que impone el diseño de las “piernas” sobre las que se asienta.

6.5.3.1.1. Plataformas

Esta solución consiste en construir una plataforma permanente en alta mar, cerca del parque eólico. Se trata de una plataforma independiente, pero puede estar conectada o integrada con la subestación *offshore*.

La construcción de este tipo de plataformas permite alcanzar un alto grado de confort y estabilidad a los técnicos que se encuentren trabajando en el parque eólico, además pueden servir de plataforma común para instalaciones cercanas. Dependiendo de su tamaño, también puede cumplir la función de almacén y servir como zona en la que llevar a cabo ciertas reparaciones sencillas. Por lo tanto, se trata de una solución ideal para el mantenimiento de grandes y lejanos parques eólicos marinos durante un extenso periodo de tiempo.

Los inconveniente que presentan estas plataformas son, por un lado la necesidad de grandes inversiones, y por otro el hecho de que se trata de una estructura fija y, por tanto, su uso está limitado a la zona en la que se encuentra instalada. Además, para las intervenciones sigue siendo necesario el uso de barcos para desplazar a los técnicos desde la base hasta las estructuras *offshore*.

La primera plataforma para estancias *offshore* se construyó en el parque eólico marino de *Horns Rev 2* en el año 2009, situado en las aguas poco profundas del este del Mar del Norte, en Dinamarca. Este parque está compuesto por un total de 91

aerogeneradores de *Siemens* de 2,3 MW, asentados sobre estructuras de soporte de tipo monopilote a una distancia de aproximadamente 30 kilómetros. Además cuenta con una subestación *offshore* con estructura de soporte de tipo *jacket*, a la cual se encuentra unida la plataforma en la que se alojan los técnicos que operan y mantienen la instalación. Se determinó que la plataforma *offshore* era más eficiente que transportar al personal en barco durante dos horas desde el puerto más cercano, y la opción de utilizar helicópteros no era posible ya que los aerogeneradores no se habían diseñado para ello.

La plataforma, llamada *Poseidon*, cuenta con tres plantas, gimnasio, cocina, sala de estar, lavandería y un estudio, y puede alojar a 24 personas al mismo tiempo en habitaciones de 12 metros cuadrados con televisión e internet. En la parte derecha de la siguiente fotografía puede verse la plataforma con el logo de *DONG energy* en rojo, y a la izquierda de ella se encuentra la subestación transformadora:



Ilustración 115 Plataforma y subestación del parque eólico de Horns Rev 2 (Fuente: *DONG energy web*)

6.5.3.1.2. Embarcaciones *Jack-up*

Otra alternativa son las embarcaciones de tipo *Jack-up* con la posibilidad de alojamiento integrado en la propia embarcación. La gran ventaja es que puede actuar como una base *offshore* fija, y como embarcación recogiendo sus “piernas” y navegando para cambiar su ubicación. Esta opción también permite un alto grado de confort a los tripulantes. Además puede ser compartida con otros parques eólicos marinos o zonas de construcción cercanas.

Al ser una embarcación de tipo *Jack-up*, la flexibilidad es menos que en un barco. Su principal desventaja es que requiere de una gran inversión y de alquileres de larga duración.

6.5.3.2. Bases *offshore* flotantes

Las bases *offshore* flotantes se caracterizan por presentar una gran versatilidad: satisfacen las necesidades de alojamiento y refugio casi con las mismas prestaciones que las bases fijas (excepto por la inestabilidad propia de una estructura que no está fija), y ofrece alternativas válidas para abordar cualquier intervención en función de las condiciones climatológicas.

Si el estado del mar es hostil, la robustez que proporciona el gran tamaño de este tipo de embarcaciones permite que puedan llevar a cabo ellas mismas las intervenciones mediante el sistema de levantamiento por compensación. Mientras que si las condiciones marinas son más benignas, pueden desplegar pequeños CTVs.

El gran tamaño de estas bases no solo permite a los técnicos vivir en las proximidades del parque eólico durante amplios periodos de tiempo, sino que también cuenta con un espacio en cubierta suficiente para montar un sistema de acceso robusto, los cuáles generalmente son demasiado largos para las embarcaciones de trabajo estándar. De esta manera el tiempo disponible para el mantenimiento de la instalación se maximiza reduciendo el tiempo de tránsito y permitiendo el acceso en adversas condiciones de mar.

6.5.3.2.1. Embarcaciones nodriza (*Mothership*)

Es un concepto relativamente novedoso y consiste en proporcionar alojamiento al personal que tenga que llevar a cabo las actividades de mantenimiento en una embarcación de gran tamaño. Otra de sus funciones es servir de refugio a los múltiples CTVs que se desplegarán para alcanzar las estructuras marinas.

A continuación se muestra el modelo de embarcación llamado *IMT9180 Windfarm Mothership* construido por la empresa *Offshore Ship Designers* a principios del año 2011:



Ilustración 116 *IMT9180 Windfarm Mothership* (Fuente: *Offshore Ship Designers*)

Se trata de una embarcación capaz de alojar a 340 personas aproximadamente, proporcionando además refugio para múltiples CTVs. En la siguiente imagen se muestra la zona de despliegue de estos múltiples CTVs:



Ilustración 117 Zona interior de despliegue para CTVs (Fuente: *Offshore Ship Designers*)

6.5.3.2.2. Hoteles flotantes (*Floatels*)

Esta solución surgió en la industria de la energía eólica marina alrededor del año 2008 y consiste en disponer de una embarcación de gran tamaño que haga las veces de hotel flotante, y que se sitúe en las proximidades del parque eólico, amarrado a la instalación.

A continuación se va exponer un ejemplo práctico muy ilustrativo del concepto de *floatels* encontrado en la página web de uno de los principales proveedores de este tipo de servicios: *c-bed floating hotels*.

Se analizan dos alternativas partiendo de una serie de hipótesis temporales:

- Sin usar hotel flotante:
 - Esperar por la mañana en el hotel al taxi: 15 minutos
 - Conducir desde el hotel al puerto: 20 minutos
 - Esperar en el puerto: 30 minutos
 - Embarcar en el CTV: 15 minutos
 - Desplazar hasta la instalación *offshore*: 100 minutos
 - Total tiempo por día (ida y vuelta): 180 minutos x 2 = 6 horas

- Total tiempo por mes con una media de 35 trabajadores: 6300 horas

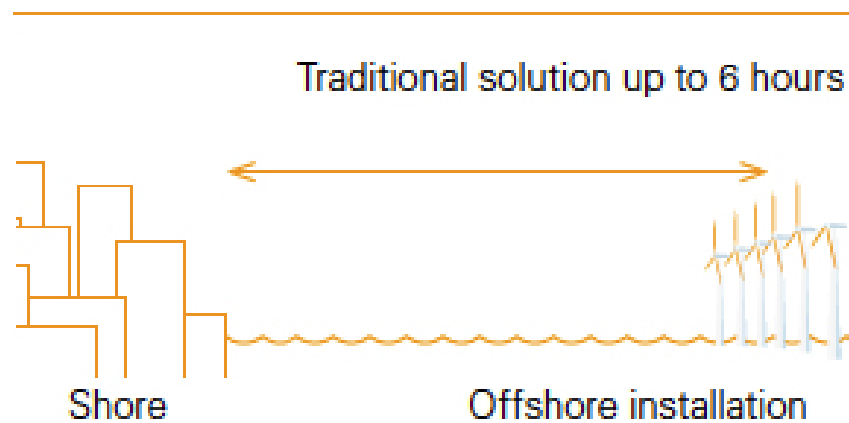


Ilustración 118 Alternativa sin hotel flotante (Fuente: *c-bed web*)

- Usando hotel flotante:
 - Preparación para la transferencia del hotel flotante al CTV: 15 minutos
 - Embarcar en el CTV: 5 minutos
 - Desplazar hasta la instalación *offshore*: 10 minutos
 - Total tiempo por día (ida y vuelta): 30 minutos x 2 = 1 hora
 - Total tiempo por mes con una media de 35 trabajadores: 1050 horas

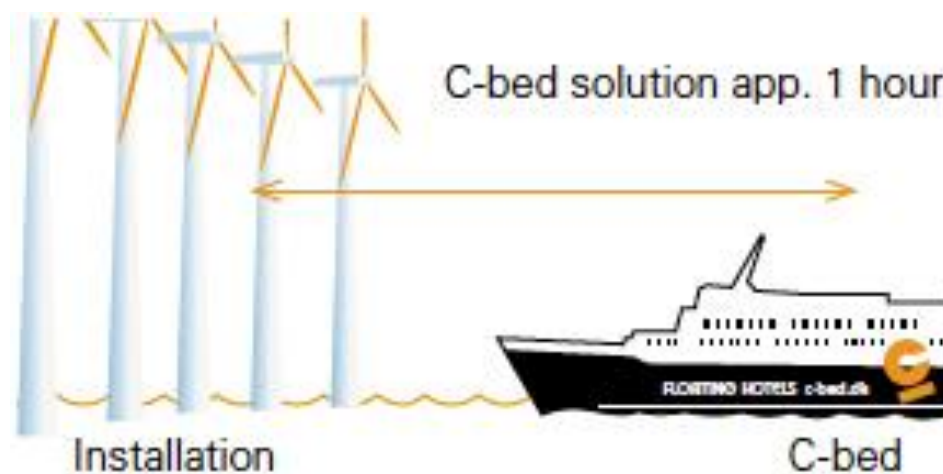


Ilustración 119 Alternativa con hotel flotante (Fuente: *c-bed web*)

En este ejemplo, se ahorran más de 5.000 horas de mano de obra. Además, en el ejemplo anterior no se ha considerado la ventaja de tener una gran variedad de piezas de repuesto y herramientas a tan solo 10 minutos de donde se encuentran efectuando las tareas de mantenimiento los operarios.

La empresa *c-bed* ofrecen una flota de tres distintos modelos de hoteles flotantes: *Wind Solution*, *Wind Ambition*, y *Wind Perfection*.

El *Wind Solution* tiene 80 habitaciones con baño, internet, televisión, escritorio, armarios y camas. La embarcación cuenta con una recepción, restaurante, sala de juegos, gimnasio, sala de conferencias, sala de películas, sala de televisión, etc. Se puede apreciar que las instalaciones de la embarcación no se diferencian mucho de las que podría tener un hotel.

A continuación se muestra una fotografía del modelo *Wind Solution*:



Ilustración 120 *Floatel Wind Solution* (Fuente: *c-bed web*)

6.5.4. Instalaciones portuarias

Para una correcta y eficiente ejecución de las distintas fases de un proyecto relacionado con la energía eólica marina se necesita disponer de unas adecuadas instalaciones portuarias. Estas instalaciones serán diseñadas y construidas en función del tipo de actividades requeridas durante la ejecución del proyecto.

Se pueden distinguir dos tipos de puertos dependiendo de las necesidades y requerimientos que tengan que satisfacer:

6.5.4.1. Puertos para las fases de construcción y desmantelamiento

Durante las fases de construcción y desmantelamiento existe la necesidad de contar con instalaciones e infraestructuras apropiadas para manipular y manejar gran cantidad de equipos pesados y de gran tamaño.

En este tipo de puertos se llevarán a cabo, fundamentalmente, tareas como:

- Fabricación de componentes como palas, torres, cimentaciones, cables, etc.
- Montaje de góndolas
- Construcción o montaje previo de componentes en aquellos puertos que se encuentren cercanos al lugar donde se está construyendo el parque eólico.

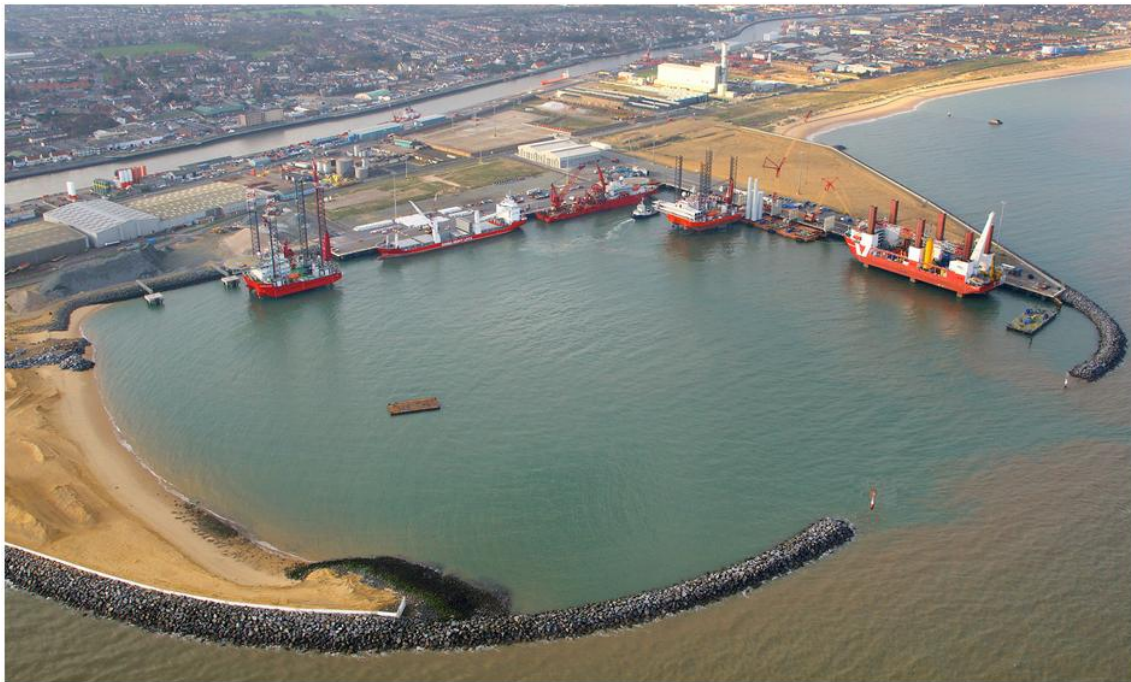


Ilustración 121 Ejemplo de instalación portuaria

6.5.4.2. Puertos para la fase de explotación

Durante todo el periodo de explotación de un parque eólico marino es fundamental el uso de embarcaciones para desarrollar las tareas y actividades de mantenimiento, por lo que se necesitan instalaciones portuarias adaptadas a las necesidades propias de este tipo de proyectos.

Las actividades características que se llevarán a cabo desde el puerto en la fase de operación y mantenimiento serán:

- Despliegue de las embarcaciones que sean necesarias para llegar al parque eólico marino y realizar los trabajos, tanto en visitas planeadas como no planeadas.
- Servir de almacén de repuestos, herramientas y componentes para mantenimiento y sustituciones.

Para los puertos utilizados durante la fase de explotación, el factor más importante es la ubicación del mismo, y no tanto las instalaciones e infraestructuras. Se persigue que el puerto se encuentre lo más cerca posible al parque eólico para que los tiempos de transferencia de personal entre el puerto y el parque sean bajos. De esta manera, se conseguirá un mejor aprovechamiento del tiempo logrando que el tiempo de trabajo sea lo más alto posible.

Las instalaciones e infraestructuras de este tipo de puertos no necesitan ser muy específicas, por lo que se puede prescindir de muelles reforzados y con aguas profundas, grandes grúas, o amplias zonas de almacenaje y montaje. Las propiedades típicas, de forma genérica, son:

- El parque eólico debe ser accesible en dos horas como máximo
- El muelle ha de ser de al menos 80 metros de longitud, para atracar y albergar las embarcaciones necesarias (CTVs fundamentalmente)
- La profundidad del puesto de atraque ha de ser de al menos 3,5 metros, independientemente de las mareas
- Acceso al agua sin restricciones y posibilidad para el personal de trabajar las 24 horas del día
- Capacidad de aprovisionamiento de combustible
- El área de almacenaje ha de tener una extensión suficiente de al menos 2000 m² para herramientas, pequeñas piezas de repuesto y componentes y medios general para las operaciones
- Alojamiento y refugio para el personal de mantenimiento para 15 o 20 personas con suministro de agua y electricidad
- Buena conexión con la red de carreteras

De forma análoga al concepto de ahorro de tiempo en las actividades de mantenimiento en cuanto a medios de transporte (*Mothership, Floatels*), se ha desarrollado una aproximación similar aplicada a las instalaciones portuarias en la fase de operación y mantenimiento. El consorcio alemán de investigación de la energía eólica marina, *We@Sea*, ha desarrollado el concepto “*harbour at sea*”, es decir, puerto en el mar, según el cual se utilizaría una plataforma marina artificial como base de operación y mantenimiento:

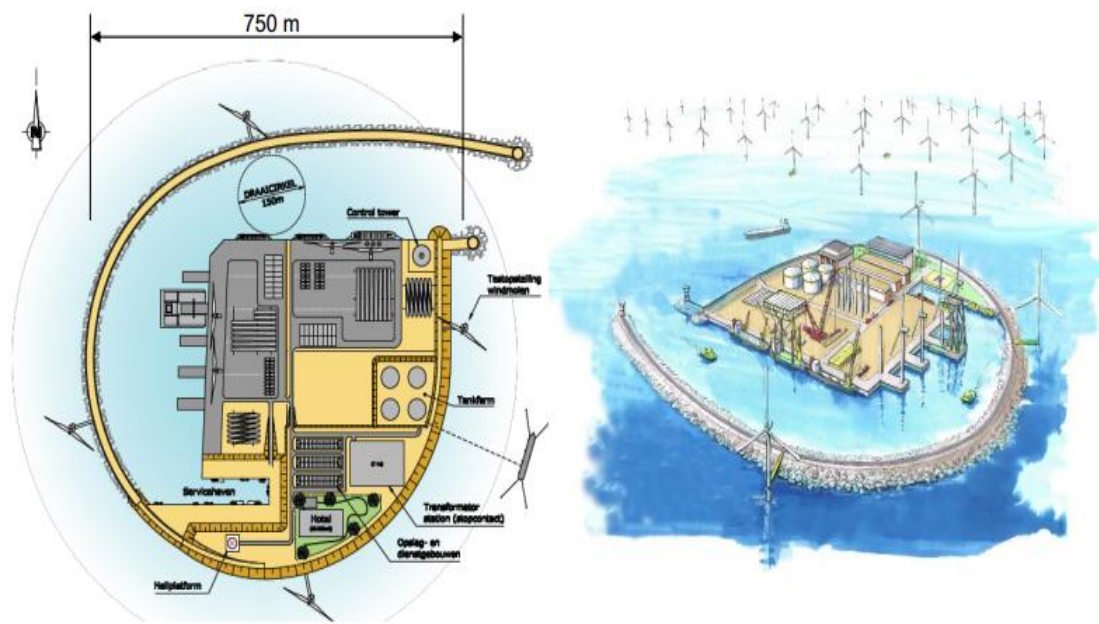


Ilustración 122 *Harbour at Sea* (Fuente: *We@Sea*)

Este tipo de puertos en el mar serían adecuados para zonas en las que existiera una gran concentración de parques eólicos marinos relativamente cercanos unos de otros y alejados de la costa (aproximadamente a más de 70 kilómetros). En este tipo de zonas, un puerto en el mar se vislumbra como una opción muy interesante desde el punto de vista económico y de seguridad de los trabajadores.

Económicamente se pueden llegar a conseguir grandes ahorros gracias a la optimización de recursos (consumo de combustible en cada misión) y de tiempos (maniobra de atraque y tiempo de viajes de ida y vuelta).

En materia de seguridad, para los cientos o incluso miles de trabajadores que llevan a cabo las actividades necesarias durante la fase de operación y mantenimiento, es beneficioso contar con una ubicación segura en la inmensidad del océano.

Por lo tanto, este tipo de puertos permitirían llevar a cabo las operaciones y actividades relacionadas con el mantenimiento del parque eólico de manera más eficiente y rápida.

La siguiente imagen muestra el esquema que relacionaría todos los elementos/instalaciones que rodearían el puerto en el mar (simbolizado en el dibujo con un símbolo de €), y las distintas intervenciones que se podrían realizar:

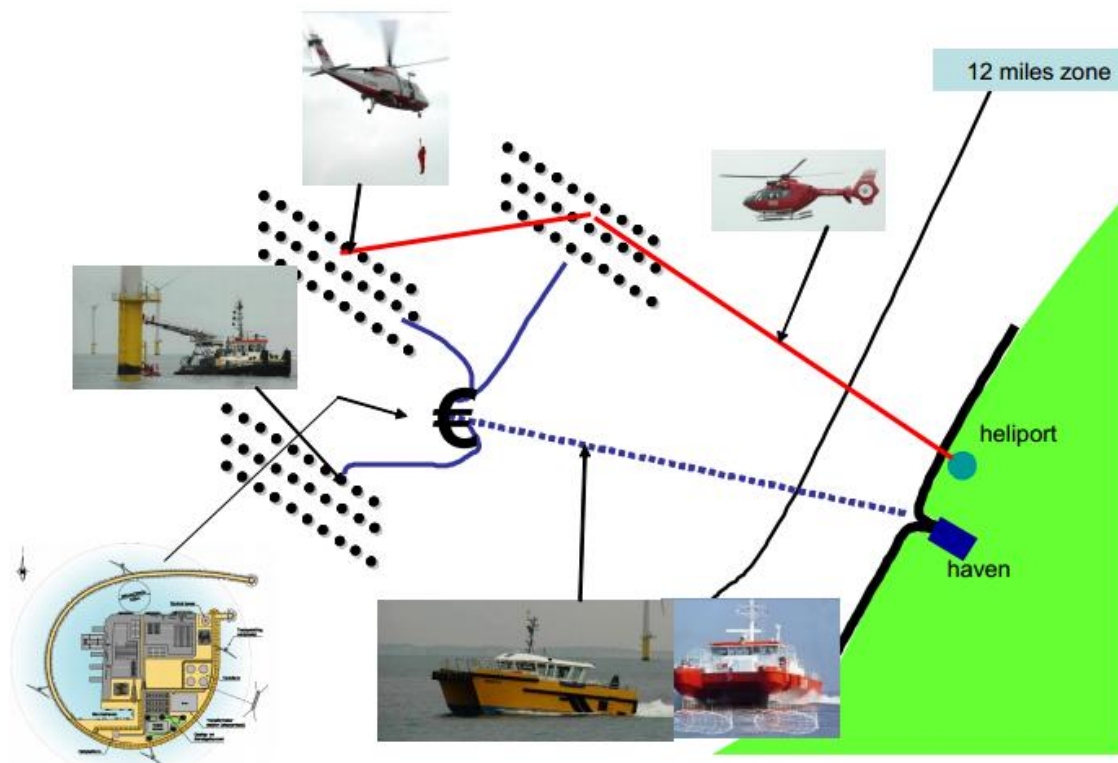


Ilustración 123 Esquema general de un puerto en el mar (Fuente: We@Sea)

Las funciones generales que tendrían estas plataformas marinas serían:

- Una estación en el mar para el transporte y montaje de componentes, y mantenimiento de parques eólicos
- Alojamiento para el personal de trabajo
- Almacenamiento para piezas de repuesto
- Talleres para reparaciones
- Podría albergar la subestación transformadora
- Refugio ante situaciones de emergencia

7. ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO EN PARQUES EÓLICOS MARINOS

Para una adecuada explotación de las instalaciones y equipos presentes en los parques eólicos marinos es necesario estudiar y diseñar una correcta estrategia de mantenimiento que tenga en cuenta todos los factores que intervienen durante dicha fase, así como las peculiaridades que conllevan este tipo de instalaciones, ya que son un factor muy significativo en la evaluación de la viabilidad económica de un parque eólico marino.

La tarea de definir estrategias de operación y mantenimiento para la industria eólica marina no parte de cero. Por un lado, el hecho de que se trate de una instalación similar a los parques eólicos terrestres, con equipos parecidos y con un objetivo común, hace que se pueda aprovechar gran parte de los conocimientos que se han adquirido a lo largo de las últimas décadas en el ámbito de la energía eólica *onshore*. Esto es muy importante, ya que actualmente la energía eólica terrestre es la forma de generar energía renovable más madura tanto tecnológicamente como económicamente. Por otro lado, este tipo de proyectos también mantiene un cierto grado de similitud con la industria del gas y petróleo por el hecho de estar situadas en el mar.

Así como para evaluar las diferentes formas de instalar las cimentaciones de los aerogeneradores y de la subestación *offshore* se tomó como punto de partida la experiencia y el conocimiento que la industria marítima del gas y petróleo había acumulado, las estrategias de O&M también han seguido el mismo proceso.

Una estrategia de operación y mantenimiento robusta deberá garantizar que los equipos que componen el parque eólico marino (aerogeneradores, cimentaciones, subestación *offshore* y sistema colector) se mantienen operativos de manera efectiva a lo largo de, al menos, los veinte años de vida útil de diseño de la instalación. Además, una estrategia de O&M óptima deberá por un lado, minimizar las pérdidas de energía asociadas a indisponibilidades de los distintos equipos que componen el parque y que se traducen en pérdidas de ingresos económicos, y por otro maximizar la generación de electricidad para conseguir que la rentabilidad del proyecto sea lo mayor posible.

La estrategia de operación y mantenimiento ha de ser específicamente seleccionada para cada proyecto y, normalmente, será una decisión a tomar entre el dueño del parque y el/los proveedor/es de servicios de O&M. Cabe destacar que el responsable de operar y mantener cada parte del parque eólico marino dependerá de los contratos que se hayan firmado para cada proyecto. Normalmente, suele ser el fabricante de los aerogeneradores (tecnólogo) el que se encargue de la O&M de las turbinas eólicas, y el dueño del parque o una empresa especialista llevarían a cabo la O&M del resto de la instalación.

En el momento de seleccionar la estrategia óptima, hay que evaluar el coste de las actividades de O&M frente al coste de oportunidad de las pérdidas de generación que se producen cuando alguno de sus equipos se encuentran detenidos por una avería, o simplemente su funcionamiento no es el deseado. Además, hay que tener en cuenta factores como:

- Distancia respecto de las instalaciones situadas en tierra
- Estado del mar
- Número, tamaño y fiabilidad de los aerogeneradores
- Diseño de la subestación *offshore* y número, tamaño y fiabilidad de los equipos

Normalmente, el aspecto crítico con mayor influencia para determinar la estrategia de operación y mantenimiento más óptima económicamente es la distancia a tierra.

Actualmente, los promotores europeos están construyendo cada vez más parques eólicos marinos alejados de la costa y en aguas profundas. Además, los proyectos planeados o en construcción muestran una evidente tendencia de continuidad de este tipo de instalaciones. Aparte de los retos tecnológicos que esto implica como pueden ser el uso de estructuras flotantes y de equipos más fiables, aparece la necesidad de contemplar nuevas estrategias de operación y mantenimiento que tengan en cuenta este parámetro.

Se han llevado a cabo numerosos estudios y análisis sobre cómo implementar la estrategia de operación y mantenimiento de una instalación de energía eólica situada en un medio marino. A continuación se presentan las tres clases de estrategias de mantenimiento que se pueden implementar en un parque eólico marino:

7.1. ESTRATEGIA DE NO MANTENIMIENTO

Consiste en no efectuar mantenimiento (ni preventivo ni correctivo) en las estructuras marinas, sino que tan solo se efectúan grandes revisiones tras largos periodos de tiempo, por ejemplo: cada 5 años. Esta estrategia de mantenimiento podría ser una solución cuando las tasas de fallo de los aerogeneradores y de la subestación son realmente bajas.

Sin embargo, considerando el actual estado de fiabilidad de los equipos existentes, esta estrategia no puede ser implementada todavía, sino que solamente podría ser una solución en un futuro para equipos con una alta fiabilidad. También se puede pensar en hacer implementar una estrategia de no mantenimiento pero reduciendo el tiempo entre revisiones.

7.2. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO (*REACTIVE RESPONSE*)

En esta estrategia, las reparaciones se llevan tras la notificación de que un elemento ha fallado y ha provocado que el equipo en el que se integra se encuentre en estado no operativo. En ese momento se pone en marcha una expedición de mantenimiento para llevar a cabo la reparación, que tendrá que estudiar una serie de factores: la ventana meteorológica, el estado del mar, la disponibilidad de embarcaciones y operarios, etc.

Normalmente, el elemento fallido es reparado in situ o sustituido, por lo que la estrategia de mantenimiento correctivo asegura que el equipo vuelve a un estado operativo de forma rápida.

Sin embargo, esta estrategia cuenta con la desventaja de que existe un gran número de elementos propensos a fallar y que la accesibilidad a la instalación en función del tiempo y del estado del mar es impredecible. Por ello, numerosos estudios señalan que esta estrategia podría no ser práctica ni eficiente para grandes parques eólicos marinos.

Pese a que actualmente esta es la estrategia de mantenimiento más utilizada para los parques eólicos marinos que se encuentran en fase de explotación, todo apunta a la necesidad de desarrollar nuevas estrategias de mantenimiento que tengan más en cuenta el ambiente marino, o a la evolución de los elementos que forman la instalación marina de cara a alcanzar mayores niveles de fiabilidad en ambientes tan complicados.

7.3. MANTENIMIENTO PERIÓDICO O POLÍTICA DE INTERVENCIONES PLANEADAS

Se trata de una estrategia de mantenimiento en la que se fijan fechas a lo largo del año para llevar a cabo las tareas de mantenimiento necesarias en el parque eólico marino. En dichas fechas, el personal de mantenimiento se desplaza a la instalación marina para efectuar reparaciones, sustituciones, inspecciones y mantenimiento general de los componentes. Los periodos de tiempo exactos para las expediciones de mantenimiento planificado se establecen en función de diferentes parámetros: estado del tiempo, condiciones del mar, nivel de accesibilidad, niveles de disponibilidad, o fiabilidad de los equipos.

El nivel de frecuencia con el que se quieran planear las intervenciones dependerá de la exposición al riesgo que se esté dispuesto a asumir. Por tanto, habrá que encontrar un equilibrio entre frecuencia de intervenciones y exposición al riesgo.

Cuando se elige esta estrategia para operar y mantener un parque se ha de realizar tantas visitas como sea necesario a cada aerogenerador para mantener su

disponibilidad por encima de un nivel específico determinado contractualmente o por cuestiones económicas. Este nivel de disponibilidad debería ser determinado haciendo un balance entre el coste de los recursos de mantenimiento (mano de obra, medios de transporte, etc.) y el coste de parada de equipos (pérdida de beneficios de venta de electricidad).

La principal desventaja de esta política de mantenimiento es que si un equipo pasa a estar en un estado no operativo antes de que se efectúe la intervención planificada, permanecerá en ese estado hasta que se lleve a cabo la siguiente intervención.

Esta estrategia es adecuada para grandes parques eólicos marinos que cuentan con un número importante de aerogeneradores. Esta estrategia podría ofrecer una mayor eficiencia en el uso de los recursos de mantenimiento y, por tanto, ser más atractiva económicamente.

7.4. ESTRATEGIA DE LOGÍSTICA

Además de la estrategia de mantenimiento, hay que estudiar la estrategia de logística, que está relacionada con medios de transporte, sistemas de acceso, instalaciones portuarias, etc. Idealmente, ambas estrategias (mantenimiento y logística) se estudiarán y diseñarán al mismo tiempo, ya que están fuertemente relacionadas.

El análisis de una estrategia logística tampoco es una tarea que empiece de cero, ya que la industria del gas y petróleo tiene una amplia experiencia en las operaciones de acceso a las estructuras marinas, tanto con barcos, como con helicópteros. Sin embargo, los modelos de la industria del gas y petróleo necesitan ser modificados para acomodarlos a las necesidades específicas de la eólica marina.

Diversas estrategias de O&M se pueden implementar, en función de la manera en la que se accederá a la instalación, para intentar lograr el equilibrio adecuado entre los costes de O&M y el coste de oportunidad:

- ❖ Estrategia puerto-barcos: de 0 a 25 millas náuticas
- ❖ Estrategia barcos-helicóptero: de 25 a 65 millas náuticas
- ❖ Estrategia con base *offshore*: a partir de 65 millas náuticas

Estas estrategias no son excluyentes unas de las otras, sino que, en ocasiones, se puede elegir una estrategia híbrida que combine ciertas características de cada una de ellas.

En la siguiente imagen se puede ver un resumen de las diferentes estrategias logísticas que se pueden implementar para un parque eólico marino como función de la distancia que separa la instalación del puerto, y del coste asociado:

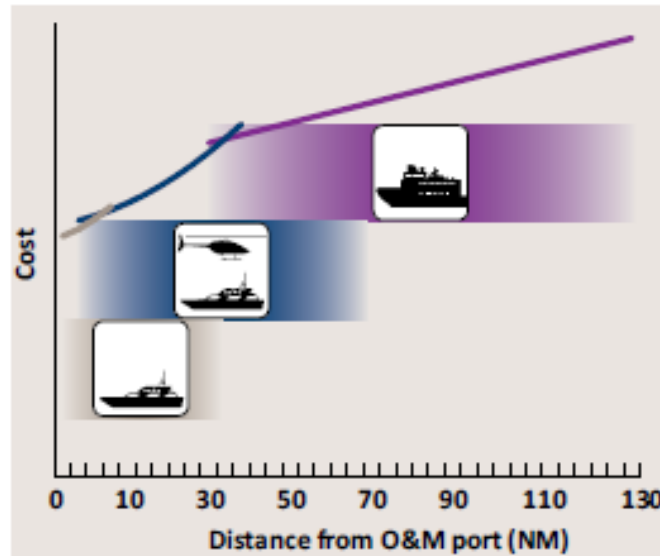


Ilustración 124 Estrategias logísticas en función de la distancia a tierra (Fuente: *The Crown Estate*)

A continuación se van a detallar los aspectos más destacados de las estrategias anteriormente mencionadas:

7.4.1. Estrategia puerto-barcos

Hasta la fecha, la gran mayoría de los proyectos de O&M de parques eólicos *offshore* han basado su estrategia logística en establecer una base en tierra y utilizar barcos de tipo *CTV* para transportar a los técnicos del puerto a la instalación. Una vez allí, mediante el sistema de acceso correspondiente se alcanzan las estructuras marinas para llevar a cabo los trabajos necesarios. Por lo tanto, esta estrategia necesita disponer de una importante logística portuaria sobre la que apoyarse para que todo funcione correctamente.

Se trata de la estrategia con menores costes operacionales en comparación con las otras dos. Sin embargo, al utilizar barcos de relativo pequeño tamaño, cuenta con el importante inconveniente de depender del estado del mar (mal comportamiento en condiciones de mar adversas), lo cual restringe las operaciones con estos barcos y puede provocar el retraso de tareas críticas. Sin embargo, el efecto del estado del mar en localizaciones cercanas a tierra no suele presentar tantos problemas como en alta mar.

También se ha de tener en cuenta que la velocidad de tránsito de los *CTVs* no es muy elevada (suele situarse entre 20 y 25 nudos), por lo que esta estrategia está recomendada para instalaciones que distan menos de 25 millas náuticas (46,3 kilómetros) del puerto.

7.4.2. Estrategia barcos-helicóptero

Esta estrategia combina actuaciones con embarcaciones de tipo *CTV* como las comentadas en el punto anterior, junto con intervenciones aéreas utilizando helicópteros.

La función del helicóptero puede ser servir de apoyo a los *CTVs* cuando se encuentran desplegados en el mar, o puede ser el medio principal de acceso para llevar a cabo los trabajos requeridos.

El uso de los helicópteros estaría reservado, fundamentalmente, a ocasiones en las que el estado del mar no permitiese una intervención con embarcaciones. También, es interesante su uso para solucionar averías o fallos de carácter muy urgente, ya que su velocidad es muy superior a la de los *CTVs*.

Como ya se ha comentado en el punto en el que se explicaba el acceso aéreo a parques eólicos marinos, el uso de helicópteros presenta una serie de inconvenientes muy importantes relacionados con la seguridad (más accidentes), economía (más caros), y la imposibilidad de utilizarlos si la visibilidad no es buena.

7.4.3. Estrategia con base *offshore*

Dado que los proyectos tienden a situarse cada vez más lejos de tierra, es recomendable utilizar una estrategia logística alternativa a las dos anteriores. El concepto utilizado es el de base *offshore*, ampliamente analizado y detallado en una de las secciones del punto de logística de la fase de explotación.

Se sitúa en torno a los 120 km (65 millas náuticas) la distancia a partir de la cual es aconsejable implementar esta estrategia logística.

8. ECONOMÍA DE UN PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA MARINA

8.1. DESGLOSE DE COSTES

En proyectos de energía eólica, tanto terrestres como marinos, se suele establecer una clara división de costes:

- ❖ Costes de capital (*Capital Expenditures, CAPEX*): incluyen los costes de desarrollo y los costes de inversión.
- ❖ Costes de operación (*Operational Expenditures, OPEX*): se consideran gastos operativos a aquellos que se incurren durante la vida útil del parque:
 - Operación y mantenimiento:
 - Costes fijos por tareas de mantenimiento: piezas de repuesto y consumibles
 - Costes fijos de embarcaciones (costes fijos anuales por embarcación)
 - Costes variables de embarcaciones (costes fijos por hora de uso de una embarcación durante una actividad de mantenimiento)
 - Costes de personal (costes fijos anuales por técnico de mantenimiento)
 - Costes por el uso del emplazamiento: puertos, plataforma *offshore*, etc. (costes fijos anuales por la ubicación)
 - Costes por el transporte del personal a ubicaciones como embarcaciones *mothership* o plataformas *offshore* (costes fijos anuales)
 - Administración y gestión, seguros e impuestos

En la siguiente imagen se puede ver esta división:

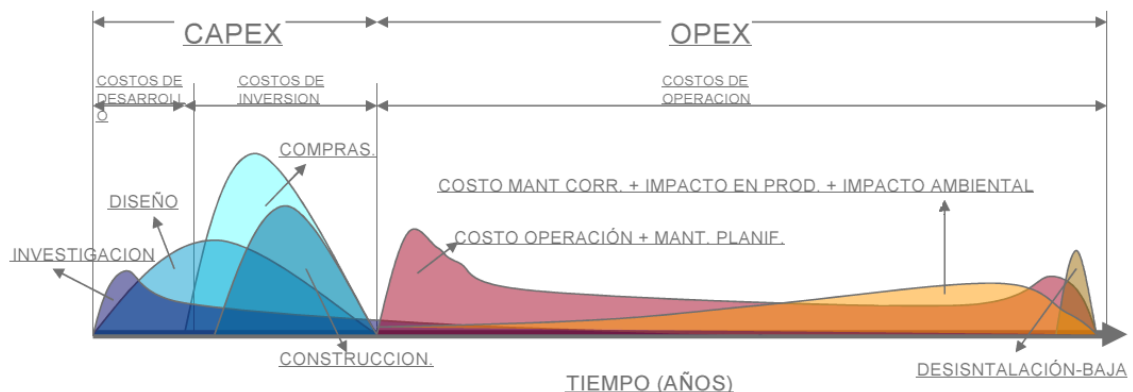


Ilustración 125 Coste del ciclo de vida de un proyecto

Un informe de *Roland Berger Strategy Consultants* publicado en Abril de 2013 con el siguiente título: *Offshore Wind Towards 2020- On the pathway to cost competitiveness*, mostraba el desglose de la estructura de costes de un parque eólico marino:

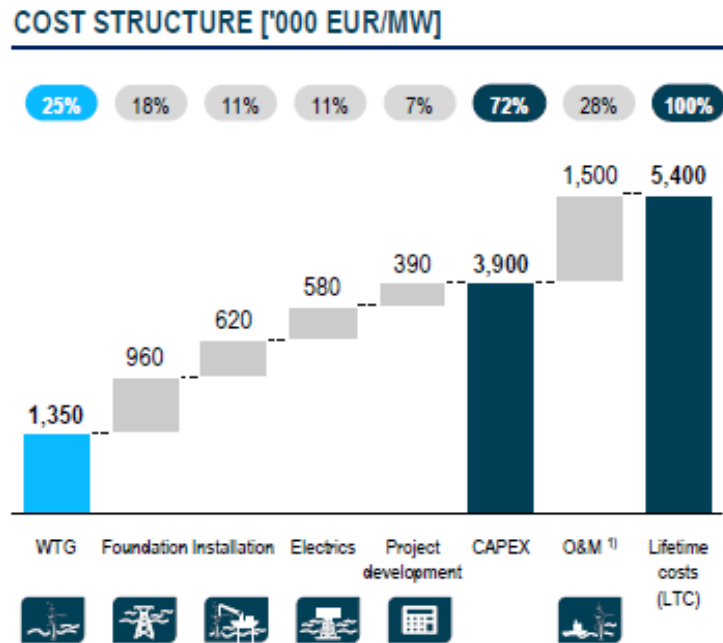


Ilustración 126 Estructura de costes de un proyecto eólico marino (Fuente: *Roland Berger*)

Este mismo informe expone una serie de puntos que podrían permitir una disminución de los costes de este tipo de proyectos:

- Nueva tecnología de aerogeneradores y conceptos de diseño innovadores (aerogeneradores de dos palas).
- Conceptos de diseño innovadores y uso de estándares para producción en serie (nuevas estructuras tipo jacket).
- Optimización de la logística y nuevos conceptos de instalación (nuevas embarcaciones).
- Desarrollo de estándares para las plataformas transformadoras y la conexión a red.
- Aumentar el control del proyecto y reducir riesgos.
- Conceptos innovadores de operación y mantenimiento y uso conjunto de plataformas offshore.

8.2. COSTE DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA MARINA

8.2.1. Parámetro *LCOE*: definición, utilidad y cálculo

El indicador para analizar el coste de producción más ampliamente utilizado por los expertos del sector es el denominado *Levelised Cost Of Energy (LCOE)*, normalmente traducido como Coste Normalizado de la Energía.

Su utilidad viene explícitamente avalada por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) cuando lo califica de “herramienta útil para comparar los costes unitarios de diferentes tecnologías a lo largo de su vida útil económica”.

Por tanto, el *LCOE* es definido como coste unitario de producción (unidad monetaria/unidad de energía, €/kWh, €/MWh, ct/kWh, \$/kWh, etc.), y es el resultado de un conjunto de magnitudes financieras, de costes y operativas de una instalación eólica, interrelacionadas entre sí, a lo largo de la vida útil del proyecto, y comprendería los siguientes componentes:

❖ Costes monetarios anuales:

- Costes de capital anuales (€)
 - Costes de inversión (€)
 - Vida útil de la instalación (años)
 - Coste medio ponderado del capital (*Weighted Average Costs of Capital, WACC*) del proyecto (%)
- Costes de operación y mantenimiento anuales (€)

❖ Producción anual de energía:

- Características técnicas del aerogenerador (altura, diámetro de rotor, etc.)
- Características del emplazamiento (recurso eólico, velocidad de los vientos, etc.)

Para calcular el *LCOE* se aplica la siguiente fórmula (*Konstantin* 2009):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Siendo:

I_0 : gastos de inversión [€]

A_t : Costes totales anuales en el año t [€]

$M_{t,el}$: Cantidad de energía producida en el año t [kWh]

i : Ratio de interés [%]

n : Vida útil económica [Años]

t : año en el que se calcula [1,2,... n]

Los costes totales anuales están compuestos por la suma de costes fijos y variables de funcionamiento del parque eólico: mantenimiento, servicios, reparaciones y pago de seguros. La aportación de la financiación externa puede ser incluida en el análisis de forma explícita a través del WACC y del ratio de interés.

8.2.2. Valores actuales de LCOE

Como ya se ha dicho anteriormente, el LCOE es un parámetro que se utiliza para comparar económicamente las distintas fuentes de generación. Un informe de *Roland Berger Strategy Consultants* publicado en Abril de 2013 con el siguiente título: *Offshore Wind Towards 2020- On the pathway to cost competitiveness*, recogía los valores del LCOE de cada una de las fuentes de generación a finales del año 2012, además de su participación en el mix energético de dicho año en Europa:

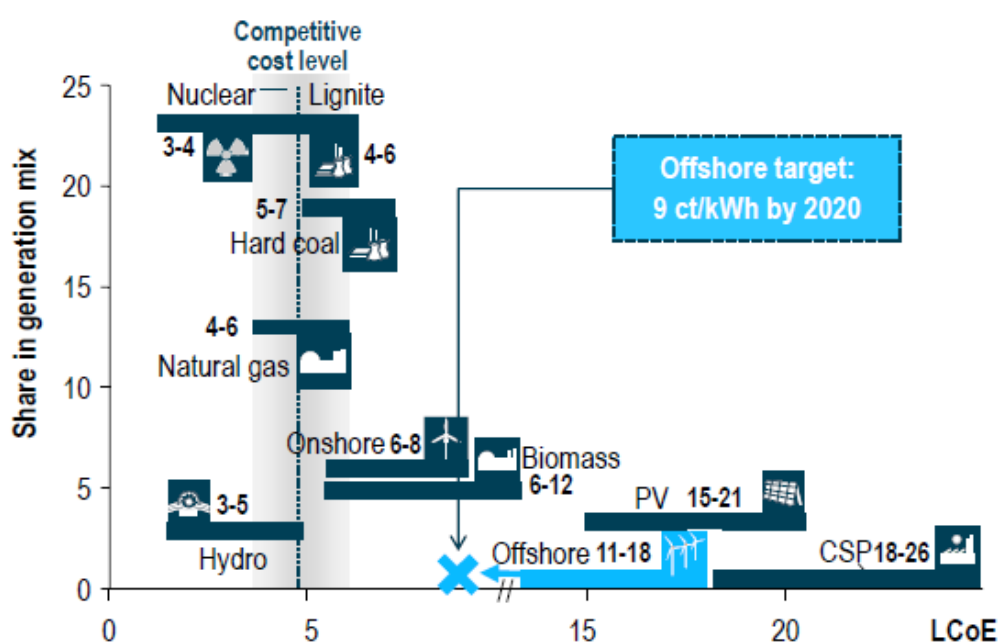


Ilustración 127 LCOE de fuentes de generación (Europa, 2012) y participación en el mix (Fuente: Roland Berger)

Como se puede observar en la imagen anterior, la tecnología eólica terrestre se encontraba muy cerca de alcanzar el nivel competitivo en costes, y el LCOE de la energía eólica *offshore* se situaba bastante lejos de dicho nivel. Sin embargo, en 2013

la energía eólica terrestre asentada en emplazamientos favorables consiguió un *LCOE* competitivo comparado con las fuentes de generación convencionales.

En Noviembre de 2013, el Instituto de Sistemas de Energía Solar alemán, *Fraunhofer ISE*, publicaba un informe en el que analizaba el *LCOE* de las tecnologías relacionadas con energías renovables. En dicho informe se analiza, entre otras energías renovables, la energía eólica, tanto terrestre como marina.

A continuación se muestra una gráfica extraída de este informe con los distintos *LCOE* en función de las horas netas equivalentes anuales y de si se trata de una instalación de energía eólica terrestre o marina:

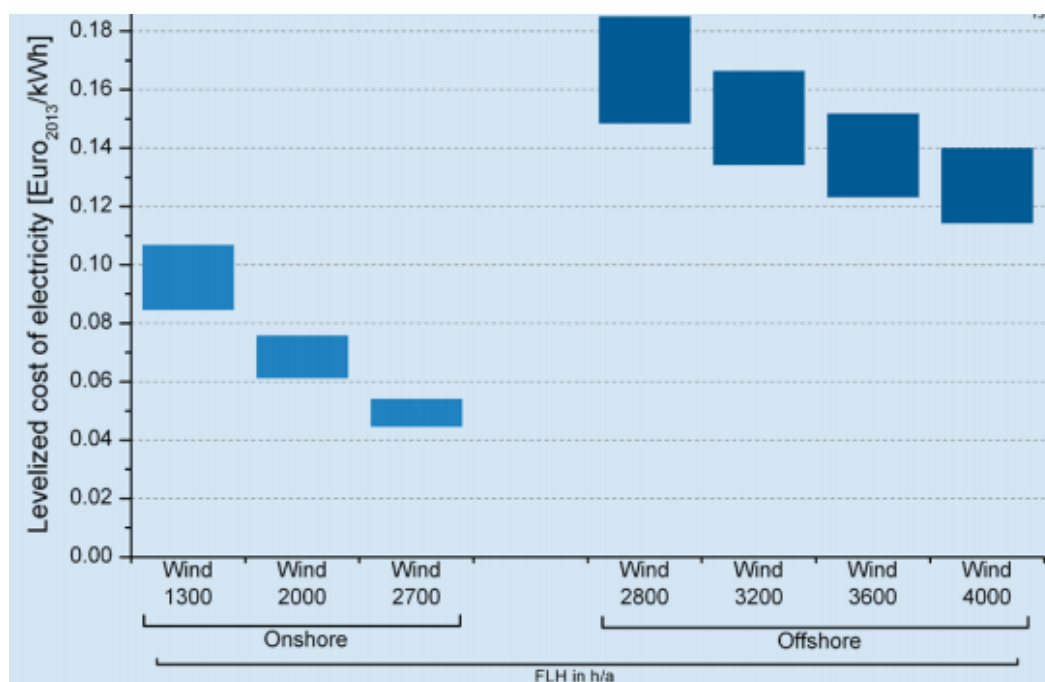


Ilustración 128 *LCOE* de energía eólica en función de horas netas equivalentes anuales, 2013 (Fuente: *Fraunhofer*)

En la gráfica anterior se puede observar como la energía eólica terrestre en emplazamientos favorables puede llegar a alcanzar valores de *LCOE* de 44 €/MWh. Por otro lado, el *LCOE* de los parques eólicos marinos es muy superior al de los terrestres, pese a que los primeros actualmente presentan una cantidad de horas netas equivalentes bastante superior al de la energía eólica terrestre (hasta 4000 horas). El rango de valores de *LCOE* para los proyectos *offshore* actuales varía entre 114 y 185 €/MWh. El hecho de que el *LCOE* de la energía eólica *offshore* sea tan superior se debe, en parte, a la necesidad de utilizar materiales más resistentes y, por ello, más caros, al uso de procesos complejos y costosos de fijación o anclaje de las estructuras marinas al lecho marino, a procesos de instalación y logísticos sumamente costosos, y a los altos costes de mantenimiento.

8.2.3. Previsiones de valores de *LCOE*

Según el mismo informe de *Roland Berger Strategy Consultants*, en el año 2012 se registró un *LCOE* de 130 €/MWh. Sin embargo, para el año 2016 se quiere alcanzar un *LCOE* de 110 €/MWh (reducción del 17%), llegando a niveles de hasta 90 €/MWh para el año 2020 (disminución del 19% respecto del año 2016).

En la siguiente imagen, además de todo lo comentado en el párrafo anterior, aparecen desglosados por colores la aportación al *LCOE* de los distintos gastos en los que hay que incurrir a lo largo de un proyecto de energía eólica marina:

- Color azul claro: gastos de capital (*CAPEX*) de los aerogeneradores, cimentaciones y estructuras de soporte, instalación e infraestructura eléctrica.
- Color azul oscuro: gastos operacionales (*OPEX*) de la operación y el mantenimiento, los seguros y de gestión.
- Color gris: gastos derivados del propio desarrollo del proyecto y otros gastos no contemplados en los dos conceptos anteriores.

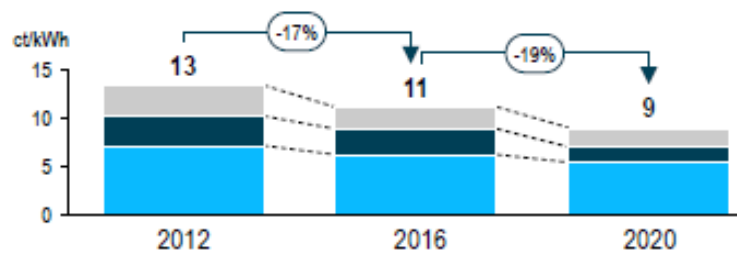


Ilustración 129 Previsiones de *LCOE* para Europa en los años 2012, 2016 y 2020 (Fuente: *Roland Berger*)

Para obtener estas previsiones, en el informe de la empresa *Roland Berger Strategy Consultants* se dibujan tres posibles escenarios con la evolución de las distintas variables que afectan al cálculo del *LCOE*:

❖ Escenario 1: año 2012

- Potencia media de los aerogeneradores: 3 MW
- Cimentaciones y estructuras de soporte: proceso de análisis de las distintas alternativas
- Operación y mantenimiento: experiencia limitada para parques alejados de tierra

❖ Escenario 2: año 2016

- Potencia media de los aerogeneradores: 6 MW
- Cimentaciones y estructuras de soporte: ahorros iniciales debido a la mejora de los conceptos existentes

- Operación y mantenimiento: experiencia suficiente como para reducir los costes de O&M

❖ Escenario 3: año 2020

- Potencia media de los aerogeneradores: 8 MW
- Cimentaciones y estructuras de soporte: producción en serie de los tipos de cimentaciones y estructuras elegidas
- Operación y mantenimiento: conceptos de O&M ampliamente consolidados que permiten una importante reducción de los costes de O&M.

Pese a todos estos esfuerzos, en 2020 la tecnología *offshore* todavía no habrá logrado alcanzar niveles de costes competitivos respecto a otras fuentes de generación. El sector de la eólica marina se encuentra en el camino para ser competitiva en costes, pero se requieren esfuerzos superiores y más dedicación a lo largo del tiempo. El apoyo de los gobiernos y de las políticas energéticas, además de esfuerzos conjuntos de la industria deben ser los pilares esenciales para alcanzar los ambiciosos objetivos que se ha marcado el sector de la energía eólica marina.

9. CONCLUSIÓN

La energía eólica marina representa una firme apuesta de presente y de futuro, que permitirá luchar contra muchos de los problemas y retos a los que se enfrenta el actual mercado energético mundial y la humanidad en general, como pueden ser:

- Alta dependencia energética
- Incremento de los costes de los combustibles fósiles
- Agotamiento de los recursos fósiles a medio plazo
- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero

Actualmente, se cree firmemente en que la solución a estos problemas pasa por apostar e incentivar el desarrollo de las energías renovables, entre ellas la energía eólica marina. En este sentido se están enfocando las actuales políticas energéticas.

La energía eólica marina presenta múltiples y prometedoras ventajas: mayor recurso eólico y grandes espacios disponibles en los que ubicar estas instalaciones, además de hacer frente a los problemas comentados anteriormente.

Sin embargo, a día de hoy, este tipo de proyectos han de superar una serie de inconvenientes que podrían lastrar el desarrollo de esta tecnología en un futuro, como son:

- Elevadas inversiones iniciales
- Altos costes de construcción y montaje
- Altos costes de explotación debido, entre otras cuestiones, a las limitaciones de acceso y dificultades para trabajar durante la fase de explotación (condiciones climatológicas y marítimas adversas)

Por todo ello, se puede convenir en que el aspecto al que más esfuerzos y recursos hay que dedicar es el económico, ya que actualmente la energía eólica marina no es competitiva económicamente respecto a otras fuentes de generación de electricidad.

Debido a todo esto, en este trabajo de fin de grado se ha abordado uno de los aspectos fundamentales para lograr que la energía eólica marina sea competitiva económicamente: la fase de explotación.

Después de analizar el estado del arte de la fase de explotación de parques eólicos marinos, se puede concluir que las soluciones a la reducción de los costes asociados a la dicha fase pasan por: consolidar los conceptos que actualmente están funcionando de forma satisfactoria, intentar optimizarlos en todo lo posible mediante procesos de mejora continua y de retorno de la experiencia operativa, e investigar y desarrollar nuevos conceptos que puedan contribuir a una explotación más eficiente, tanto económica como funcionalmente, de los parques eólicos marinos.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] GWEC, Global Wind Energy Council. "Global wind report: Annual market update 2013". Abril 2014
- [2] EWEA, European Wind Energy Association. "Wind in power: 2013 European statistics". Febrero 2014
- [3] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. "Resumen del Plan de Energías Renovables 2011-2020". 2011
- [4] AEE, Asociación Empresarial Eólica. "Anuario Eólica 2014". 2014
- [5] EWEA, European Wind Energy Association. "The European offshore wind industry – key trends and statistics 2013". Enero 2014
- [6] EWEA, European Wind Energy Association. "The European offshore wind industry – key trends and statistics 1st half 2014". Julio 2014
- [7] Clúster Marítimo Español. "Oportunidades de negocio de la energía eólica marina en el sector marítimo español". Noviembre 2011
- [8] The Crown Estate. "A Guide to an Offshore Wind Farm". Febrero 2010
- [9] DNV, Det Norske Veritas. "DNV-RP-J301: Subsea Power Cables in Shallow Water Renewable Energy Applications". Febrero 2014
- [10] The Crown Estate y Renewable UK. "Building an Industry" Junio 2013
- [11] Norma Española. "UNE-EN 13306: Terminología del mantenimiento". 2010
- [12] Norma Española. "UNE-EN 13460: Mantenimiento, Documentos para el mantenimiento". Diciembre 2009
- [13] GL, Germanischer Lloyd. "IV Rules and Guidelines Industrial Services 1 Guideline for the Certification of Wind Turbines". 2005

- [14] The Crown Estate y Scottish Enterprise. "A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance". Junio 2013
- [15] ORECCA, Offshore Renewable Energy Conversion platforms – Coordination Action. "Offshore Infrastructure: Ports and Vessels". Noviembre 2011
- [16] We@Sea. "Innovations in offshore wind technology". Enero 2012
- [17] DONG Energy. "Pioneers in Offshore Wind. Bilbao Marine Energy Week Congress". Abril 2013
- [18] IIC, Iberdrola Ingeniería y Construcción. "Offshore Access: A key driver to increase Offshore Wind Farms Efficiency". Mayo 2010
- [19] SINTEF. "Report A18107: HSE challenges related to offshore renewable energy". Febrero 2011
- [20] Offshore Solutions. "Walk to Work". Mayo 2013
- [21] Garrad Hassan y Scottish Enterprise. "Offshore Wind Operations and Maintenance Opportunities in Scotland". Mayo 2013
- [22] Thesis. "On the Optimisation of Operation and Maintenance Strategies for Offshore Wind Farms". Febrero 2011
- [23] 4 Innovation. "Artículo sobre economía de las energías eólicas". Junio 2012
- [24] Roland Berger Strategy Consultants. "Offshore Wind towards 2020 – On the pathway to cost competitiveness". Abril 2013
- [25] Fraunhofer ISE. "Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies Study". Noviembre 2013
- [26] 4COffshore. www.4coffshore.com